

Escuela Técnica Superior de Ingenieros de
Minas y Energía de Madrid

PROYECTO FIN DE CARRERA

Departamento de Explotación de Recursos Minerales y Obras
Subterráneas

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO
DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂.
APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA
DEL DUERO.**

ÁLVARO HERNÁNDEZ DÍAZ

JUNIO DE 2014

Autorizo la presentación del proyecto

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA
FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂. APLICACIÓN A UN CASO DE
ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.**

Realizado por:

Álvaro Hernández Díaz

Dirigido por:

D. Bernardo Llamas Moya

Firmado: Prof. D. Bernardo Llamas Moya

Fecha: junio de 2014

Agradecimientos

En primer lugar mi agradecimiento a mi director de proyecto Bernardo Llamas, por todos los conocimientos compartidos y por haber confiado en mí para el desarrollo tanto de la Beca como de este Proyecto de Fin de Carrera.

En segundo lugar gracias a mis compañeros y ante todo amigos (Los nenes de la mina) por todas las experiencias inolvidables vividas en estos cinco años, y las que sin duda aún quedan. No imagino el paso por esta Escuela sin ellos.

Por último agradecer a mi familia todo el apoyo durante este tiempo, porque sin ellos nada habría sido posible.

ÍNDICE

RESUMEN.....	VIII
--------------	------

ABSTRACT	VIII
----------------	------

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

1 OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO	1
--	----------

2 ANTECEDENTES.....	3
----------------------------	----------

2.1 EXPERIENCIAS EN EL MUNDO.....	11
-----------------------------------	----

2.2 PREVISIONES.....	15
----------------------	----

3 DISEÑO DE TUBERÍA.....	19
---------------------------------	-----------

3.1 DIÁMETRO	24
--------------------	----

3.2 MATERIALES	28
----------------------	----

3.3 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN, CAÍDAS DE PRESIÓN Y CAPACIDAD DE COMPRESIÓN REQUERIDA	32
---	----

3.4 SELECCIÓN DEL TRAZADO	34
---------------------------------	----

3.5 RIESGOS Y FALLOS ASOCIADOS AL TRANSPORTE DE CO ₂ POR TUBERÍA.	35
---	----

4 SITUACIÓN EN ESPAÑA	47
------------------------------------	-----------

4.1 ESTUDIO DE FUENTES	51
------------------------------	----

4.2 ESTUDIO DE ESTRUCTURAS.....	54
---------------------------------	----

4.3 LEGISLACIÓN.....	57
----------------------	----

4.4 COMERCIO DE DERECHO DE EMISIONES	59
--	----

5 CASO CONCRETO DE ESTUDIO. APLICACIÓN A LA CUENCA DEL DUERO.	62
---	-----------

5.1 GVSIG. SOFTWARE UTILIZADO PARA EL ESTUDIO	63
---	----

5.2 FUENTES CASO DE ESTUDIO	66
-----------------------------------	----

5.3 ESTRUCTURAS CASO DE ESTUDIO.....	67
--------------------------------------	----

5.4 CONDICIONES DEL ENTORNO	75
-----------------------------------	----

5.5 RESULTADOS	84
----------------------	----

5.5.1 Cálculo de costes	89
-------------------------------	----

6	BIBLIOGRAFÍA	94
----------	---------------------------	-----------

DOCUMENTO N°2: ANÁLISIS ECONÓMICO

1	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS ECONÓMICOS.....	98
2	PRESUPUESTO DEL ESTUDIO.....	101
2.1	RECOPILACIÓN Y ANÁLISIS DE ANTECEDENTES	101
2.2	REALIZACIÓN Y PROCESADO DEL PROYECTO	101
2.3	CORRECCIÓN, IMPRESIÓN, MAQUETACIÓN Y ENCUADERNACIÓN.....	102
2.4	GASTOS GENERALES	102
2.5	RESUMEN PRESUPUESTO TOTAL.....	103

DOCUMENTO N°3: PLANOS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Opciones para la reducción de emisiones de CO ₂ . (B. Llamas, 2009)	3
Figura 2: Diagrama de fases y transporte por tubería de CO ₂ (Adaptación). (DNV - Gassnova SF, 2011)	6
Figura 3: Diagrama de densidad del CO ₂ . (Wong, 2009)	7
Figura 4: Esquema típico de la fase de construcción. (Shell, 2010)	9
Figura 5: Ejemplos de "Pig", utilizados para labores de limpieza e inspección de la tubería..	10
Figura 6: Proyectos CCS a gran escala activos según ciclo de vida y año. Fuente: (Global CCS Institute, 2014).....	11
Figura 7: Tipos de fuentes de emisión y formas de almacenamiento en los proyectos CCS actuales. (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014).	12
Figura 8: Expectativas sobre número de proyectos CCS a gran escala y cantidad de CO ₂ capturado.	16
Figura 9: Previsión (2010-2050) de proyectos CCS por la Agencia Internacional de la Energía.	17
Figura 10: Previsión de longitud de tuberías instaladas a nivel mundial para el transporte de CO ₂ . (Adaptación) Fuente: (IEA: International Energy Agency, 2013)	18
Figura 11: El diseño en las fases de un proyecto	20
Figura 12: Esquema sobre el diseño de transporte Fuente-Almacén. (IEA GHG, 2010)	22
Figura 13: Dimensionamiento de tubería y modelo de costes.	23
Figura 14: Diagrama de fases según composición y pureza de la corriente de CO ₂	37
Figura 15: Diagrama de fases de hidrato de CO ₂	39
Figura 16: Gráfica esquemática de la zona de transición dúctil-frágil. (PIPEHAZCO ₂ , 2012)	42
Figura 17: Comparativa (CO ₂ -GN) de velocidades de despresurización y velocidad de propagación de las grietas.	42
Figura 18: Variación de presión y temperatura en caso de escape de CO ₂ (PIPEHAZCO ₂ , 2012).....	44
Figura 19: Modelo de dinámica de fluidos computacional (CFC).....	45
Figura 20: Mapa geológico con las capacidades teóricas de almacenamiento de CO ₂ (IGME)	47

Figura 21: Opciones de búsqueda y consulta vía web del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR).....	51
Figura 22: Total de emisiones de CO ₂ por comunidades autónomas publicado en el PRTR (2012).	52
Figura 23: Total de emisiones de CO ₂ por sectores publicado en el PRTR (2012).	52
Figura 24: Evolución de las emisiones de CO ₂ en España (2007-2012). Fuente PRTR-España.	53
Figura 25: Fases del estudio de capacidad de almacenamiento según el esquema clásico recursos-reservas.	55
Figura 26: Vista de la aplicación ALGECO2.....	57
Figura 27: Esquema explicativo sobre el funcionamiento del comercio de derechos de emisión	60
Figura 28: Evolución del coste del permiso de emisión de CO ₂ 2012-2014.....	61
Figura 29: Situación de los sectores diferenciados en la Cuenca del Duero y principales cuencas que configuran la principal. Principales alineaciones observadas y relación con las áreas de máxima acumulación de sedimentos. (IGME, 2004)	62
Figura 30: Interfaz principal de la versión utilizada en el estudio (GvSIG 1.12)	64
Figura 31: Distribución espacial y volúmenes de emisión de CO ₂ de las centrales térmicas elegidas para el estudio.	66
Figura 32: Distribución espacial de la estructuras geológicas almacén de CO ₂	67
Figura 33: Información sobre las estructuras de almacenamiento proporcionada por los proyectos ALGECO2 y GeoCapacity	69
Figura 34: Ajustes georreferenciación GvSIG 1.12.	71
Figura 35: Interfaz de georreferenciación. Vista de georreferenciación, panel de puntos de control y control del zoom.	71
Figura 36: Creación de puntos de control para la georreferenciación de un mapa.	72
Figura 37: Ventana "crear nueva capa" en formato shape. (GvSIG 1.12)	73
Figura 38: Modo edición de la nueva capa de polígonos creada. (GvSIG 1.12)	73
Figura 39: Pasos en la digitalización de la estructura (GvSIG 1.12)	74
Figura 40: Estructura geológica digitalizada en forma de polígono en formato shape (GvSIG 1.12).....	74
Figura 41: Aspectos contemplados en el diseño del trazado de tubería.	75
Figura 42: Distancia máxima de transporte desde fuentes de emisión (Radio 100km)	76

Figura 43: Distancia máxima de transporte desde fuentes de emisión (Radio 200km)	76
Figura 44: Radio de protección aplicado a los núcleos de población.	77
Figura 45: Áreas de especial sensibilidad ecológica y protección (ZEPA, LIC, ríos y vías de comunicación)	79
Figura 46: Herramienta "Rasterizar capa vectorial". Ventana SEXTANTE (GvSIG 1.12).....	80
Figura 47: Herramienta "Rellenar celdas sin datos". Ventana SEXTANTE (GvSIG 1.12)	80
Figura 48: Herramienta "Relieve sombreado". Ventana SEXTANTE (GvSIG 1.12)	81
Figura 49: Pasos llevados a cabo en la generación del modelo digital del terreno (MDT). (GvSIG1.12).....	81
Figura 50: Modelo digital del terreno (MDT) y mapa geológico.	82
Figura 51: Área favorable para el trazado de la tubería de CO ₂ . (GvSIG 1.12).....	83
Figura 52: Escenario " Point to Point "	85
Figura 53: Escenario " Network I "	86
Figura 54: Escenario " Network II "	87
Figura 55: Escenario " Total Network "	88
Figura 56: Esquema del proceso de cálculo del Coste Anual Uniforme Equivalente (CAUE)91	
Figura 57: Costes de Inversión y Costes Anuales Uniformes Equivalentes en 2009	98
Figura 58: Costes Específicos de Transporte en 2009	98
Figura 59: Costes específicos del transporte de CO ₂ según los escenarios propuestos (2009 y 2012).....	99
Figura 60: Reparto de costes del presupuesto total del estudio.....	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Principales drivers para la ejecución de proyectos que contribuyen el desarrollo del transporte de CO ₂	5
Tabla 2: Presión y temperatura en la succión y descarga de una estación de compresión, resultado de una simulación (Wong, 2009).	8
Tabla 3: Tabla resumen de proyectos a gran escala activos. Fuente: (MIT CC&ST, 2014)... ..	12
Tabla 4: Principales operadores de tuberías de CO ₂ a nivel mundial. Fuente: (DNV - Gassnova SF, 2011)	14
Tabla 5: Proyectos CCS a gran escala según etapa en su ciclo de vida y región/país en febrero de 2014. Fuente: (Global CCS Institute, 2014).	15
Tabla 6: Proyectos CCS a gran escala en 2014 según tipo de almacenamiento. (Global CCS Institute, 2014)	16
Tabla 7: Normas y códigos usualmente utilizados para el transporte de CO ₂ según países. Fuente: (DNV - Gassnova SF, 2011)	19
Tabla 8: Diámetros obtenidos mediante los cálculos de WorleyParsons (WorleyParsons, 2009).	27
Tabla 9: Rango de tensiones estándar para tuberías (API5L).	30
Tabla 10: Efectos mecánicos y propiedades corrosivas de los principales componentes de los aceros para tuberías.	31
Tabla 11: Composiciones más comunes de las tuberías de acero (API5L).	32
Tabla 12: Composiciones de la corriente de fluido según método de captura de CO ₂	37
Tabla 13: Códigos utilizados por los Sistemas de Referencia.	65
Tabla 14: Datos acerca de las fuentes de emisión elegidas para el estudio.	67
Tabla 15: Parámetros y características de las estructuras geológicas almacén en el caso de estudio.	68
Tabla 16: Trazados de tubería propuestos en el caso de estudio.	84
Tabla 17: Resultado de costes para los datos de emisiones del año 2009.	93
Tabla 18: Resultado de costes para los datos de emisiones del año 2012.	93
Tabla 19: Trazados seleccionados para el escenario de emisiones de 2009	99
Tabla 20: Trazados seleccionados para el escenario de emisiones de 2012.	100
Tabla 21: Costes globales de los escenarios elegidos.	100
Tabla 22: Resumen presupuesto total de elaboración del estudio.	103

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Diámetro según fórmula MIT	24
Ecuación 2: Diámetro según Vanderginste and Piessens	25
Ecuación 3: Diámetro según Carnegie Institute of Technology	25
Ecuación 4: Diámetro según McCoy	26
Ecuación 5: Diámetro según WorleyParsons	27
Ecuación 6: Grosor de la pared de la tubería	28
Ecuación 7: Número de Reynolds (Re)	32
Ecuación 8: Factor de fricción Darcy-Weisbach (f)	33
Ecuación 9: Factor de fricción moody (f_F)	33
Ecuación 10: Caída de presión por metro lineal ($\Delta p/L$)	33
Ecuación 11: Potencia requerida (KW)	33
Ecuación 12: Capacidad de almacenamiento de CO ₂ (IGME)	55
Ecuación 13: Capacidad de almacenamiento de CO ₂ (ALGECO2)	68
Ecuación 14: Diámetro en pulgadas según Vanderginste and Piessens	89
Ecuación 15: Costes de inversión según la Agencia Internacional de la Energía	90
Ecuación 16: Valor presente de los costes	91
Ecuación 17: Valor presente de una anualidad de “n” periodos a la tasa “i”	92
Ecuación 18: Coste Anual Uniforme Equivalente	92
Ecuación 19: Costes específicos	92

Resumen

El presente proyecto tiene como objeto la evaluación del parámetro distancia entre focos de emisión de CO₂ y estructuras geológicas apropiadas para su almacenamiento, según los datos publicados por el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR España) y por el proyecto ALGECO2. El parámetro distancia analizado es referido a proyectos de Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂ (proyectos CAC) a gran escala.

Para ello se ha realizado un estudio en la zona de la Cuenca del Duero aplicando criterios de selección tanto técnicos como socio-económicos, según las recomendaciones de organizaciones como la Agencia Internacional de la Energía o el CCS Institute entre otros.

A lo largo de este estudio se ha propuesto y evaluado un sistema de transporte por tubería “punto a punto” o un sistema en “red” determinando cuáles son los más recomendables para un futuro trazado de las líneas de transporte desde un punto de vista sostenible.

Abstract

This present project's objective is to evaluate the distance parameter among several CO₂ sources and adequate geological structures for storage, following the released data by the Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR España) and the ALGECO2 project. The analysed distance parameter is applied to large-scale Carbon Captures and Storage (CCS) projects.

For this study, a research has been carried out in the Cuenca del Duero area, utilizing selective criteria as technical as socio-economic, according to recommendations made by organizations such as International Energy Agency and CCS Institute among others.

During this research it has been proposed and evaluated a “point to point” pipeline transport system or a “network” transport system, aiming to find the most effective future route selection of the transportation lines from a sustainable point of view.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO
EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂. APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO
EN LA CUENCA DEL DUERO.

DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

1 Objetivo y alcance del proyecto

La creciente preocupación por el Cambio Climático, desde la aprobación y ratificación del Protocolo de Kioto, ha conllevado que se consideren diferentes tecnologías para la mitigación de los efectos derivados del calentamiento global de nuestro planeta.

Según el IPCC y la Agencia Internacional de la Energía, son tres los principales esfuerzos tecnológicos que deberán hacer que se consiga no sobrepasar las 450ppm de CO₂ en la atmósfera, limitación consecuencia de la necesidad de frenar el calentamiento en no más de 2°C: eficiencia energética, energías renovables y captura y almacenamiento de CO₂.

De entre estas tecnologías destacar la última de ellas. Es aplicada a las tecnologías de combustión fósil: Centrales térmicas y ciclos combinados, pero también aplicable a las centrales de combustión renovable: biomasa (conocido como bio-CCS, por sus siglas en inglés). Aún más, los estudios realizados por la Agencia Internacional de la Energía, sugieren que los combustibles fósiles serán los principales combustibles o energía primaria durante las próximas décadas (< 2035).

Es por ello, que se hace más urgente desarrollar la tecnología de Captura Transporte y Almacenamiento de CO₂. Consciente de ello, la Comisión Europea lanzó años atrás un programa específico para desarrollar y demostrar dicha tecnología a escala significativa (Programa NER300), y en el nuevo programa de investigación Horizonte 2020 mantiene la intensidad para la investigación de una economía de bajo carbono.

Si bien los esfuerzos en la investigación en tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO₂ son significativos, el transporte de CO₂ apenas ha sido considerado como barrera tecnológica para la implantación de esta tecnología. Existen en la actualidad más de 6 000 km de tuberías que transportan CO₂ de forma efectiva y sin apenas incidentes.

Sin embargo, y desde el punto de vista de eficiencia técnico-económica, es necesario considerar el transporte de CO₂: la distancia entre el foco emisor y el potencial almacén repercutirá en los condicionantes técnicos y especialmente económicos. Es por ello, que muchos estudios (B. Llamas y P. Cienfuegos 2009, B. Llamas et al., 2014) sugieren como uno de los criterios de selección de almacenes de CO₂ la distancia entre foco y almacén.

De forma más concreta, se pueden considerar los siguientes objetivos cubiertos en el presente Proyecto Fin de Carrera:

1. Evaluar las especificaciones técnicas de un sistema de transporte de CO₂ por ceoducto. Para ello, en primer lugar se presentarán algunas de las experiencias previas en materia de captura, transporte y almacenamiento de CO₂.

En la evaluación de las especificaciones técnicas se definirán los materiales, equipos, máquinas, instalaciones y otros que se utilizan para el desarrollo de proyectos CAC, así como las definiciones de diseño recomendadas, apoyándose en códigos y reglamentos reconocidos, tanto a nivel nacional como internacional.

2. Se utilizará como caso de estudio una región concreta en la cuenca del Duero. Para ello se estudiarán las fuentes de emisión de CO₂, las estructuras favorables para el almacenamiento de acuerdo a los datos obtenidos del proyecto ALGECO2 y también se estudiará la legislación vigente relativa a la captura, transporte y almacenamiento de CO₂ así como relativa al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Para este caso, nos apoyaremos en el uso de un Sistema de Información Geográfica para proceder al diseño del trazado. Se tendrán en cuenta diferentes capas de información, como por ejemplo: Distancia fuente-almacén, poblaciones cercanas, parques nacionales, lugares de interés comunitario (LIC), zonas de especial protección para las aves (ZEPAS), así como las variaciones de altitud de los posibles trazados.

En este caso, se considerará en el estudio la incidencia de un transporte punto a punto frente al transporte mediante una red coordinada.

El estudio considerará las emisiones de la Central Térmica La Robla, Central Térmica Guardo (Velilla), la Central Térmica de Anllares y de la Central Térmica Compostilla (Ponferrada), frente a las estructuras potencialmente favorables para almacenar CO₂: estructuras Villameriel, Campillo y El Boñar.

3. Evaluación económica del proceso de acuerdo con las diferentes opciones consideradas en el punto anterior, desglosando el coste en los CAPEX (Costes de Inversión), y los OPEX (Costes de Operación).

Adicionalmente, se estudiará la viabilidad del proyecto a través del Coste Anual Uniforme Equivalente. De esta forma, se podrá conocer en base a la hipótesis que se describirá, la viabilidad del desarrollo de un ceoducto frente a las características de capacidad y distancia.

Esta evaluación se complementará con un análisis de sensibilidad de acuerdo a los posibles escenarios.

2 Antecedentes

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CCS) es un proceso que consiste en la separación del CO₂ que proviene de distintas fuentes, ya sean de tipo industrial o de generación de energía, y en el transporte del volumen capturado para posteriormente ser almacenado en una localización aislada a largo plazo. Esta tecnología es una de las opciones para reducir las emisiones y estabilizar las concentraciones de gas de efecto invernadero en la atmósfera (GHG). Informes de evaluación de la Agencia Internacional de la Energía (como es el caso del Third Assessment Report, TAR) indican que no existe una única opción tecnológica que proporcione una reducción suficiente como para lograr la estabilización de los gases de efecto invernadero, pero una combinación de éstas forma una medida de mitigación necesaria (IPCC, 2005).



Figura 1: Opciones para la reducción de emisiones de CO₂. (B. Llamas, 2009)

Dentro del gas de efecto invernadero, la contribución del dióxido de carbono se estima en torno a un 9-26% sobre el total, frente a un 36-72% del vapor de agua, un 4-9% del metano o un 3-7% del ozono (IPCC, 2007). Otras sustancias como es el caso del hexafluoruro de azufre, los hidrofluorocarbonos o los perfluorocarbonos no son listados porque representan

una pequeña cantidad sobre el total, aunque esto no significa que su potencial de calentamiento global (GWP) no sea elevado. El potencial de una sustancia como componente del gas de efecto invernadero depende de su concentración, eficacia radiativa, tiempo de vida y el potencial de calentamiento global asignado (IPCC, 2007).

Existen tres tipos básicos de captura de CO₂; en Pre-combustión, en Post-combustión y en Oxi-combustión. El uso de cada uno de estos métodos dependerá entre otras cosas de la concentración de dióxido de carbono, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza (Morales, Torres, & Muñoz, 2008):

- **Pre-combustión:** consiste en producir, a partir de gas natural o gas sintético (proveniente de la gasificación de carbón u otros hidrocarburos), una mezcla gaseosa compuesta principalmente de H₂ y CO₂ para posteriormente separar estos gases. La separación se basa en la descarbonización del combustible antes de la combustión mediante técnicas de gasificación del carbón o reformado del gas natural. Una vez separados los gases, los métodos de captura pueden ser: Adsorción a cambio de presión (PSA), separación criogénica, absorción química, absorción física o separación de membrana.
- **Post-combustión (o secuestro de CO₂):** en este sistema, el CO₂ se ha separado de los gases de escape producidos durante la combustión (principalmente N₂) con aire de un combustible (carbón, gas natural, etc.). Para su captura posterior, entre los procesos más viables se encuentran el ciclo de Calcinación – Carbonatación y la absorción química con aminas. El resto de opciones es menos utilizado ya sea por su bajo desarrollo o por los altos costos que implican, como por ejemplo la adsorción física, la destilación criogénica o las membranas.
- **Oxi-combustión:** este proceso se realiza durante la combustión y tiene largo recorrido como tecnología aplicada. Básicamente consiste en la utilización de oxígeno en lugar de aire para la combustión, de ahí que los gases de escape están compuestos principalmente de H₂O y CO₂, que puede separarse fácilmente del vapor de agua mediante condensación.

Una vez capturado el CO₂ será transportado, por lo que será necesario establecer una logística para su correcto desarrollo. Los principales drivers que justifican y promueven la ejecución de

proyectos que impliquen el transporte de CO₂ son tres (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014):

Tabla 1: Principales drivers para la ejecución de proyectos que contribuyen el desarrollo del transporte de CO₂.

Mejora de la recuperación de hidrocarburos			Cumplimiento de reducción de emisiones	Uso industrial
Recuperación de petróleo	Recuperación de metano	Recuperación de gas	El dióxido de carbono se almacena en formaciones salinas o campos de petróleo abandonados.	El dióxido de carbono se transporta hasta invernaderos para contribuir a su producción mediante la estimulación del crecimiento de las plantaciones.
Se consigue reducir la viscosidad del petróleo para facilitar su flujo, o aumentar la presión del reservorio para contribuir a su extracción a través de los poros de la roca.	Las moléculas de metano son desplazadas a las fracturas del carbón y a los pozos de producción. El CO ₂ queda atrapado en la microporosidad y tan sólo una pequeña parte de él llega hasta los pozos de producción, mientras haya una cantidad apreciable de metano que extraer.	La inyección de dióxido de carbono puede permitir una mejora de la producción en los reservorios de gas aportando presión adicional y evitando subsidencia e intrusiones de agua.		

El dióxido de carbono puede ser transportado entre puntos de captura y destino mediante varias opciones:

- Buque
- Camión o tren
- Tubería (también conocido como ceoducto)

El primer caso puede ser factible para grandes distancias o para el transporte desde tierra a zonas situadas en el mar, aunque en muchos casos las fuentes de CO₂ se encuentran en zonas de interior lo cual requeriría la instalación de tubería hasta la costa. En el segundo caso, el transporte por tren o carretera no es factible para operaciones CCS a gran escala por motivos de logística.

Centrando el foco sobre el último punto, el uso de tubería (ceoducto) es una práctica corriente para el movimiento de grandes masas de dióxido de carbono a grandes distancias.

La capacidad de transporte de CO₂ por tubería depende de las propiedades termodinámicas del propio fluido. Durante el transporte del dióxido de carbono en fase líquida, las variaciones de topografía pueden inducir diferencias de presión que produzcan un cambio de fase (líquido a gas) generando un flujo bifásico complicado de manejar.

Las tuberías de CO₂ se operan preferiblemente en **fase densa** o **estado supercrítico**: como líquido o gas de alta densidad (Figura 2).

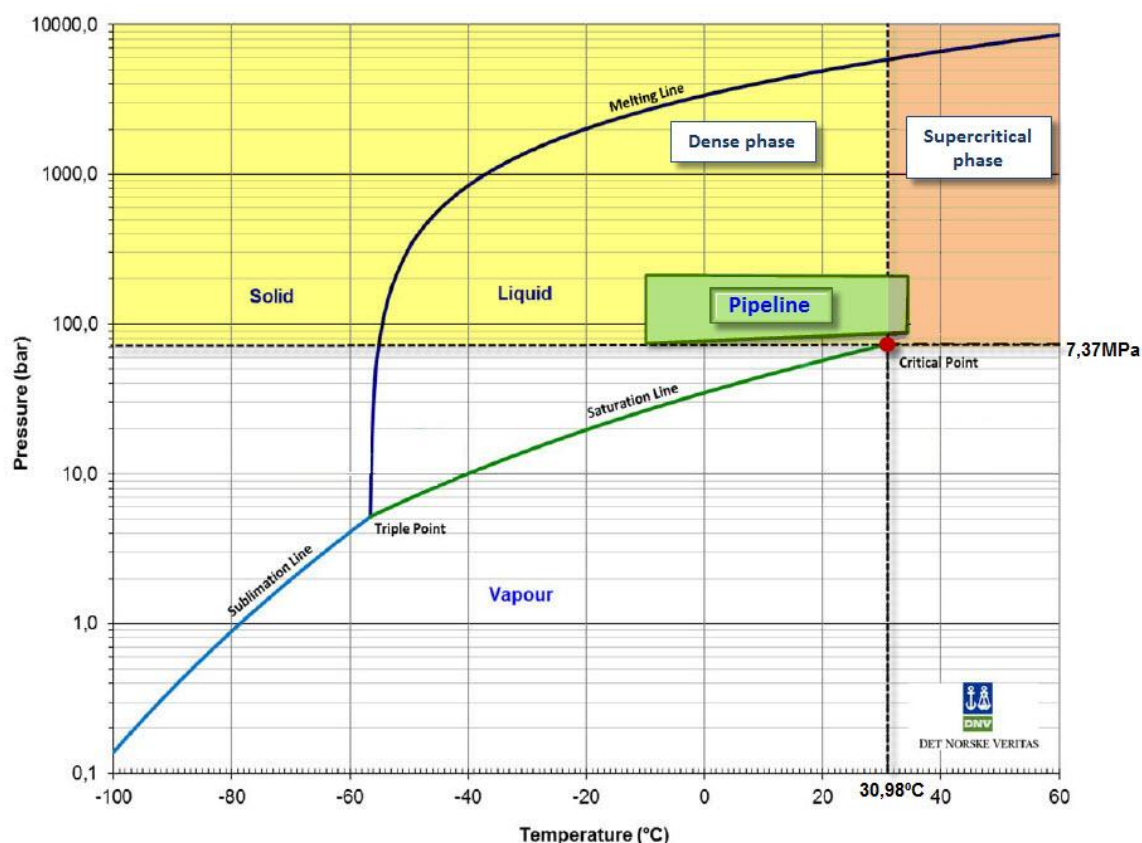


Figura 2: Diagrama de fases y transporte por tubería de CO₂ (Adaptación). (DNV - Gassnova SF, 2011)

Operar en este régimen aumenta la eficiencia ya que se consigue una viscosidad y densidad apropiada para el flujo del fluido. El estado supercrítico se produce a partir de presiones mayores a 7.38MPa y temperaturas de más de 31.1°C aproximadamente. Se sugiere que la presión de operación de las tuberías en estos casos debería situarse por encima de 10.3MPa, lo cual asegura que se mantendrá una fase única para un rango de temperaturas dado. Este rango de temperaturas se define generalmente según las temperaturas del área circundante a la propia tubería. Por ejemplo en latitudes situadas al norte del globo, las temperaturas del suelo circundante puede variar desde unos pocos grados por debajo de cero en invierno hasta 6-8°C en verano, mientras que en localizaciones tropicales la temperatura del suelo circundante puede ascender por encima de 20°C (B. Llamas, 2014).

Observando el diagrama de densidad del CO₂ (Figura 3) podemos apreciar que por encima de la presión de 7.38MPa y temperaturas por debajo de 20°C, la densidad varía entre 800 y 1 200 Kg/m³. Como se ha mencionado anteriormente, una densidad alta favorece que el flujo permanezca en fase densa en vez de gaseosa, mejorando el transporte.

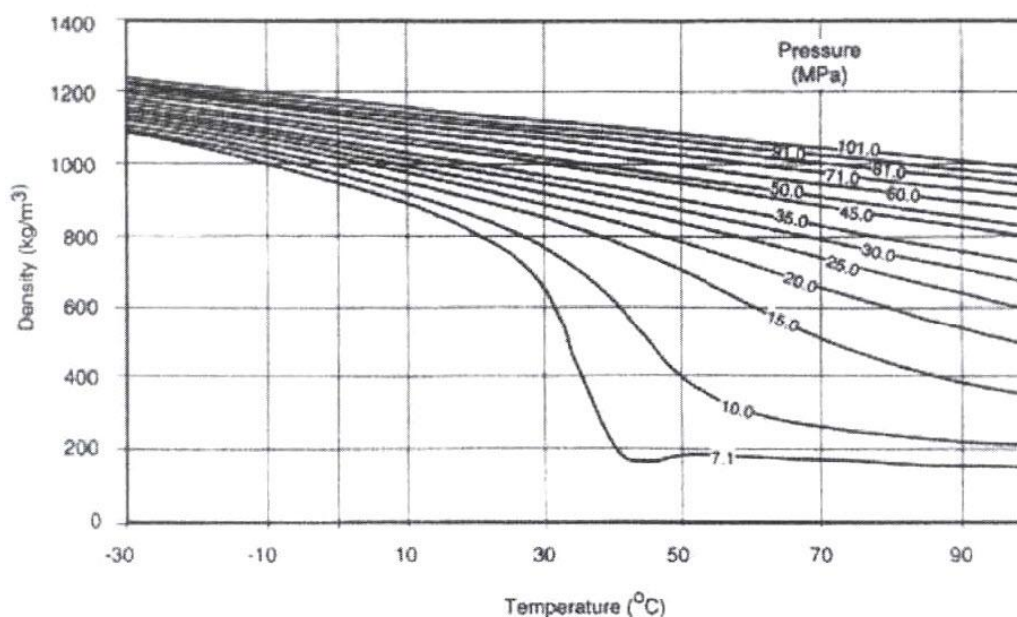


Figura 3: Diagrama de densidad del CO₂. (Wong, 2009)

Por otro lado, durante el transporte por tubería se producen pérdidas por fricción. Los valores típicos rondan desde 4 a 50kPa por cada kilómetro, dependiendo del diámetro de la tubería, la masa y flujo de CO₂ y del factor de rugosidad de la tubería. Como regla general, a mayor diámetro de tubería menores son las pérdidas por fricción (sin tener en cuenta los demás factores).

Para mantener las condiciones de presión es necesario instalar estaciones de compresión o presurización en el caso que el trazado de la tubería lo requiera por motivos de desnivel o distancia. La eficiencia de dichas estaciones ronda valores del 80%. El número de estaciones vendrá determinado en primer lugar por los ratios de compresión de cada estación. Este ratio generalmente es del orden de tres o cuatro. Como principio ingenieril, no es posible aumentar la presión en un solo paso, ya que esto produciría un aumento de temperatura demasiado alto que podría afectar la estabilidad de la instalación. Generalmente se instalan refrigeradores de aire para enfriar el flujo de CO₂ con el fin de conseguir la temperatura apropiada para la operación. A continuación se muestra el resultado de una simulación de presiones y temperaturas de succión y descarga en varias estaciones de compresión (Wong, 2009):

Tabla 2: Presión y temperatura en la succión y descarga de una estación de compresión, resultado de una simulación (Wong, 2009).

Estación de compresión	Presión de succión (kPa)	Temp. de succión (°C)	Presión de descarga (kPa)	Temp. de descarga (°C)
1	150	40	455	156
2	385	35	1 160	149
3	1 090	35	3 270	150
4	3 200	35	9 600	152

En cuanto a la composición del dióxido de carbono, el flujo debe preferentemente estar seco y libre de sulfuro de hidrógeno para minimizar los efectos de corrosión, por lo que es conveniente establecer una especificación mínima para su calidad en el transporte, tema que se tratará más adelante (Riesgos y fallos asociados al transporte de CO₂ por tubería).

La construcción de tuberías de CO₂ reúne numerosos hitos y actividades. Una vez que el trazado ha sido seleccionado (tema que se detallará más adelante), debe tenerse en cuenta el diseño y construcción de los accesos por carretera para la maquinaria y la entrega del material necesario. Habitualmente es necesario limpiar la vegetación y construir una carretera paralela al trazado de la tubería. El acceso de la carretera consistirá en dos líneas principales temporales: una línea de trabajo y una línea de transporte. Una vez limpiado el área de construcción se excavará una zanja de acuerdo a una profundidad mínima teniendo en cuenta las consideraciones en el diseño. Una profundidad típica a la que la tubería se entierra ronda los 1.2m. En Estados Unidos el “Code of Federal Regulation (CFR)” en su sección 195 – 248, cita 4 pies (1.2m) como profundidad recomendada sin diferenciar el caso de las tuberías de CO₂. El fondo de la zanja debe cumplir un acondicionamiento adicional para servir como apoyo a la tubería. La tubería puede ser flexionada y biselada para asegurar que se adapte al contorno de la tierra y finalmente, está será soldada. La cubierta vegetal extraída en la excavación de la zanja se almacenará junto a la zanja para su posterior uso. Estos aspectos no se diferencian del caso de construcción de un sistema de transporte de gas natural por tubería (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014).

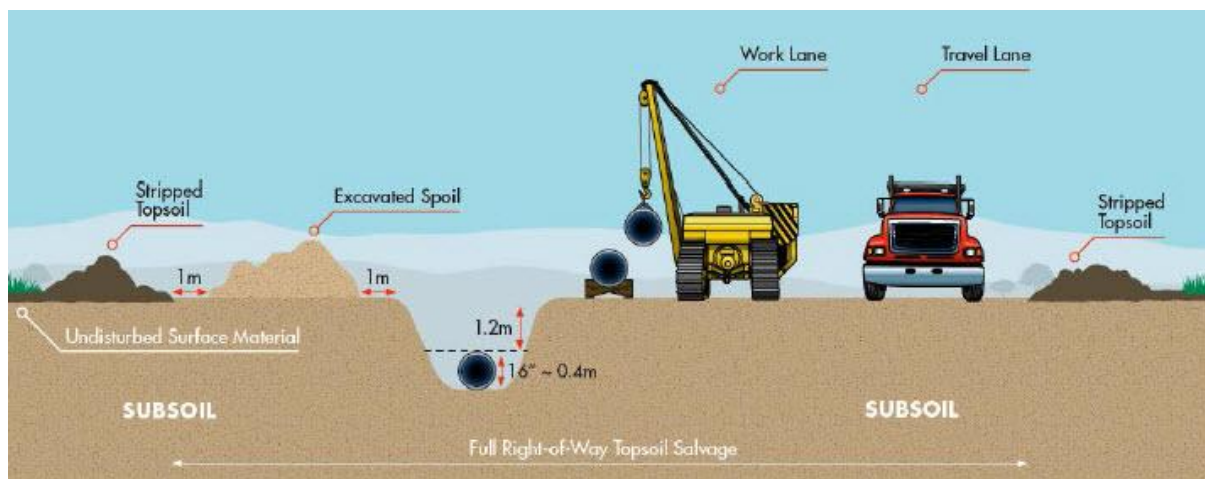


Figura 4: Esquema típico de la fase de construcción. (Shell, 2010)

Una vez construida la tubería, habitualmente se utiliza agua como fluido de prueba para comprobar su funcionamiento a presiones superiores a la presión de operación máxima de diseño (MAOP) lo cual es comúnmente conocido como test hidrostático. En alguna ocasión también es utilizado aire.

El test de presión debe ser llevado a cabo durante un mínimo de 4 horas de forma continua a una presión del 125% o por encima de la presión máxima de operación (MOP) (US Government Printing Office, 2013). En el caso de una tubería que no sea inspeccionada visualmente durante el test hidrostático, debe realizarse un test adicional de 4 horas más a una presión del 110%.

Las tuberías de dióxido de carbono que han sido hidrostáticamente probadas son limpiadas y vaciadas con aire para evitar la corrosión, ya que podría producir un fallo en la seguridad del sistema. Son varios los métodos de drenaje de la tubería mencionados en la literatura, la mayoría de los cuales pueden ser aplicados al CO₂ (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014):

- Aire seco
- Metanol
- Gas inerte (ejemplo: nitrógeno)
- Arenas
- Vacío

Una vez que la tubería se llena por primera vez se debe controlar las condiciones de recompresión cuidadosamente para prevenir la expansión de la corriente de CO₂ y así evitar la formación de dos fases o que las temperaturas lleguen a los límites de diseño contribuyendo a

la aparición de fracturas de tipo frágil (cuestiones que se tratarán más adelante en fallos habituales en las tuberías). Estos factores mencionados aumentan la complejidad del cierre o reapertura de las tuberías de CO₂ por lo que los procedimientos de actuación deben ser claros y concisos.

Una vez que la tubería se encuentra en operación, las inspecciones se llevan a cabo mediante los llamados “pigs”. Un “pig” es una herramienta que se utiliza para las labores de limpieza de la tubería, para medir el espesor de la tubería y para detectar grietas y corrosión en la misma. Habitualmente, esta operación se lleva a cabo una vez cada 2-5 años. El recorrido del “pig” normalmente se favorece por la lubricidad del hidrocarburo que se transporta, pero en el caso del CO₂ este posee un bajo índice de lubricidad lo cual presenta nuevos retos tanto para los suministradores de estos equipos como para los operadores de la tubería.



Figura 5: Ejemplos de "Pig", utilizados para labores de limpieza e inspección de la tubería.

2.1 Experiencias en el mundo

Actualmente en el mundo existen veintiún proyectos CCS activos a gran escala (en operación o en construcción), con una capacidad de captura total de aproximadamente 40 millones de toneladas de CO₂ al año:



Figura 6: Proyectos CCS a gran escala activos según ciclo de vida y año. Fuente: (Global CCS Institute, 2014)

De los veintiún proyectos activos en el mundo, encontramos doce proyectos en operación, más un proyecto que espera comenzar su operación durante el primer semestre del año 2014 y otro durante el final del año. Los dos proyectos cerca de entrar en operación se localizan en Norteamérica, marcando una diferencia importante ya que es el primer proyecto CCS a gran escala que va a ser desarrollado en el sector energético. Otro desarrollo significativo ha sido el producido en el sector del hierro y acero: hay un proyecto en etapa de construcción en Oriente Medio que suma a un total de nueve los proyectos en fase de construcción (incluidos los dos mencionados anteriormente cerca de entrar en operación en Norteamérica).

Son diversas las fuentes de emisión de CO₂ así como las formas de almacenamiento. Según los datos recogidos en el informe presentado por la Agencia Internacional de la Energía en colaboración con el Global CCS Institute en enero de 2014, las principales fuentes y formas de almacenamiento que participan en proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ son los siguientes:

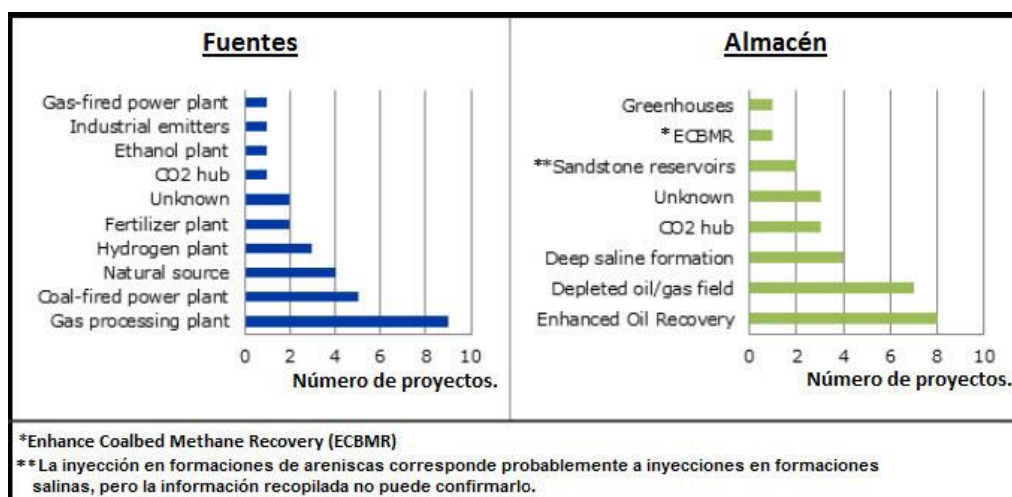


Figura 7: Tipos de fuentes de emisión y formas de almacenamiento en los proyectos CCS actuales. (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014).

A continuación se muestra un resumen de los proyectos activos a gran escala que se encuentran actualmente en operación:

Tabla 3: Tabla resumen de proyectos a gran escala activos. Fuente: (MIT CC&ST, 2014).

Proyecto	Compañía	Localización	Fuente de CO ₂	Mt/año	Almacén CO ₂
Cranfield	SECARB	USA (Missisipi)	Natural	1-1.5	EOR
Citronelle	SECARB	USA (Alabama)	Captura	0.25	Salino
Decatur	MGSC	USA (Illinois)	Producción de metano	1	Salino
Northern Reef Trend	MRCSP	USA (Michigan)	Procesado de gas	0.365	Salino
Port Arthur	Air Products	USA (Texas)	Metano en vapor	1	EOR
Weyburn-Midale	Cenovus Energy & Apache Canada	CANADÁ (Saskatchewan)	Gasificación de carbón	1	EOR
Zama	Apache & PCOR	CANADÁ (Alberta)	Procesado de gas	0.067	EOR
Sleipner	Statoilhydro	UE (Noruega)	Procesado de gas	1	Salino
Ketzin	GFZ	UE (Alemania)	Producción de H ₂	0.06	Salino
Snøhvit	Statoilhydro	UE (Noruega)	Procesado de GNL	0.7	Salino
In Salah	BP	Argelia	Procesado de gas	1.2	Depósitos gas
Otway	CO2CRC	Australia	Depósitos naturales	0.065	Depósitos gas
Ordos	Shenhua Group	China	Licuefacción	1	EOR/Salino

EEUU
 Canadá
 Europa
 Resto del mundo

Cabe destacar que en Norteamérica son mayoría los proyectos destinados a la mejora de la recuperación de petróleo y que en Europa el almacenamiento se efectúa en depósitos salinos. En el resto del mundo las experiencias en materia de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ son relativamente escasas.

Dentro de la cadena de la captura y almacenamiento de CO₂ el transporte es la tecnología con mayor madurez. Actualmente existen miles de kilómetros de tuberías tanto en tierra como en mar que transportan una amplia variedad de sustancias, algunas de ellas explosivas (hidrógeno, gas natural), algunas altamente inflamables (combustible de aviación, petróleo) y otros relativamente benignos (como el agua) o productos químicos peligrosos, como es el caso del amoníaco o el cloro. El transporte de CO₂ puede ser comparado con el transporte de gas natural; de hecho el diseño de trazados de tubería para el transporte de dióxido de carbono para tecnologías de tipo CCS se apoya normalmente en otras experiencias con el gas natural.

No obstante, hay diferencias entre el transporte de dióxido de carbono y gas natural por tubería:

- La experiencia de operaciones con tuberías de CO₂ en Estados Unidos y Canadá es considerablemente inferior a la experiencia de transporte de gas natural (492 000km de tuberías de gas natural frente a 6 400km de tuberías de CO₂ en Estados Unidos).
- El gas natural presenta un alto valor comercial frente al dióxido de carbono.

Actualmente existen en torno a 7 500km de tuberías de transporte de dióxido de carbono en el mundo (Rabindran, Cote, & Winning, 2011), de los cuales 6 400km se encuentran en Estados Unidos de tuberías instaladas para el transporte de dióxido de carbono, transportando más de 40 millones de toneladas al año desde fuentes naturales y antropogénicas (Herald, 2011). En torno al 75% de este sistema de transporte fue instalado en las décadas de los 80 y 90 (CO2CRC, 2011). Se estima que la red de transporte de gas natural es más grande que la previsión de red de transporte de CO₂ necesaria en Estados Unidos para el año 2050 (Collie-South West Geosequestration Hub, 2011). Actualmente hay 36 tuberías de CO₂ operadas por 21 compañías diferentes en Estados Unidos con 6 cruces entre límites de estados y un cruce transfronterizo con Canadá.

Las compañías operadoras más grandes para el transporte de CO₂, Kinder Morgan, Denbury, Occidental, se limitan a las operaciones EOR en Norteamérica. Sin embargo, ofrecen una

valiosa experiencia que también ha sido aplicable a la plataforma continental noruega (NCS). Las principales empresas petrolíferas, como BP, Shell y Chevron, están presentes en la NCS y también desarrollan sus actividades en otras partes del mundo. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los principales operadores y sus operaciones (DNV - Gassnova SF, 2011):

Tabla 4: Principales operadores de tuberías de CO₂ a nivel mundial. Fuente: (DNV - Gassnova SF, 2011)

OPERADOR	TUBERÍAS CO ₂	LOCALIZACIÓN	PROYECTOS
Kinder Morgan	>2 000Km	Norteamérica	EOR
Trinity	>320Km	Norteamérica	EOR
BP	14Km en In Salah	Global, NCS	In Salah
Chevron	Experiencia EOR	Global, NCS	Gorgon
Denbury	>1 300Km	Norteamérica	EOR
Occidental	>1.7 Billones ft ³ /día	Norteamérica	EOR
E.ON	100m€ en investigación	Europe, NCS	Kingsnorth
Gassco	Estudios conceptuales para Mongstad	Europe, NCS	Kårstø
Statoil	Tuberías Offshore	Global, NCS	Sleipner, Snøhvit
National Grid	-	Europe	Longannet, Proyecto Don Valley

Fuera de Estados Unidos, Canadá y Noruega las experiencias con el transporte de CO₂ por tubería son relativamente limitadas.

En Europa, la compañía Statoil Hydro inició la explotación del yacimiento de gas natural denominado Sleipner en 1996. Como proceso de depuración del gas extraído (cuya concentración de CO₂ es de un 9%), se estableció un proceso de captura de CO₂ (mediante la técnica de absorción química) y de re-inyección del CO₂ capturado. La formación objetivo (Utsira) en el proyecto es un acuífero salino profundo, situado offshore a una profundidad de entre 800 y 1 000 metros por debajo del fondo marino. El almacenamiento de CO₂ se ha llevado a cabo con un ritmo de inyección aproximado de 1Mt CO₂/año, sin ninguna evidencia de fugas hasta el momento.










La única tubería vía mar para el transporte de CO₂ se encuentra en Noruega en el proyecto Snohvit, en operación desde el año 2008 y cubre un recorrido de 150km uniendo Hammerfest con el campo de Snohvit bajo el mar de Barents.

2.2 Previsiones

Existen indicadores que evidencian que la ejecución de proyectos CCS a gran escala continuará. Seis proyectos en etapas avanzadas de su planificación con una capacidad de captura de más de 10 millones de toneladas de CO₂ al año pueden estar en condiciones de tomar la decisión final de inversión durante el 2014. Entre estos están el proyecto CCS Lake Charles, el proyecto CCS NRG Energy Parish y el proyecto Texas Clean Energy en Estados Unidos; el proyecto Yanchang Integrated y el proyecto CCS Sinopec Qilu Petrochemical en China; y el proyecto ROAD en Países Bajos.

En Europa, sin embargo, algunos proyectos han sido cancelados o puestos en espera en los últimos meses, contribuyendo a una reducción de hasta un total de 60 el número de proyectos CCS a gran escala contemplados por el Global CCS Institute en febrero de 2014 frente a los 65 contemplados en octubre de 2013.

Tabla 5: Proyectos CCS a gran escala según etapa en su ciclo de vida y región/país en febrero de 2014. Fuente: (Global CCS Institute, 2014).

	Identify	Evaluate	Define	Execute	Operate	Total
 United States	0	4	6	2	7	19
 Europe	1	4	4	0	2	11
 China	6	2	4	0	0	12
 Canada	0	1	1	4	1	7
 Australia	0	3	0	1	0	4
 Middle East	0	1	0	2	0	3
 Other Asia	1	1	0	0	0	2
 South America	0	0	0	0	1	1
 Africa	0	0	0	0	1	1
Total	8	16	15	9	12	60

Es importante destacar que 20 de los 27 proyectos en operación o en proceso de decisión de inversión durante 2014, usan o usarán el CO₂ capturado para la mejora de recuperación de hidrocarburos (EOR):

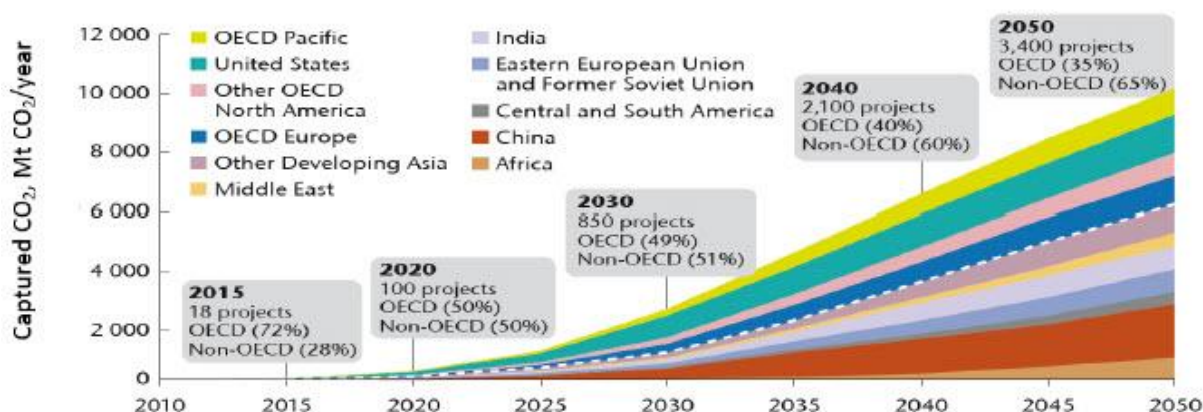


Figura 9: Previsión (2010-2050) de proyectos CCS por la Agencia Internacional de la Energía.

Cabe destacar el papel de China, que según la previsión se convertirá en el país con mayor capacidad de captura de CO₂ seguido de Estados Unidos.

Según la previsión de la Agencia Internacional de la Energía en su escenario Blue Map, los proyectos CCS contribuirán a evitar 8.2Gt de CO₂ en 2050, lo cual representaría un 19% del total de esfuerzos de mitigación necesarios. De esas 8.2Gt de CO₂ el 52% formaría parte del sector energético, el 19% del sector industrial y el 29% de actividades upstream (en concreto extracción y producción de hidrocarburos). Sin la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, los costes totales para reducir las emisiones de CO₂ a la mitad en 2050 aumentarían un 70%. Estos informes auguran un total de 100 proyectos hacia el año 2020 y en torno a 3 000 proyectos hacia el año 2050.

Un elemento importante dentro de esta previsión incluye la capacidad de inversión para el desarrollo de estos proyectos: en la década de 2010-2020 se deben invertir un promedio de entre 3.5 y 4 billones de dólares anualmente por parte de los países desarrollados y esta tecnología debe difundirse hacia el resto del mundo mediante la colaboración internacional (transferencia de conocimiento/tecnología) y la ayuda de financiación hacia un nivel promedio de entre 1.5-2.5 billones de dólares. La propia Agencia Internacional de la Energía también hace hincapié en que la tecnología CCS no debe entenderse simplemente como una estrategia de “carbón limpio”, sino que debe aplicarse a las plantas de generación de energía y plantas de biomasa, en los sectores de transformación de combustibles y en los sectores que procesan gas, y en sectores con intensivas emisiones como es el caso de la industria química, siderurgias o cementeras.

En cuanto a la previsión de longitud de tuberías de CO₂ instaladas, la IEA prevé dos escenarios distintos dependiendo de la optimización conseguida en el diseño y construcción de las redes de conexión entre las diferentes fuentes de emisión y las estructuras de almacenamiento de CO₂ según se recoge en la siguiente figura:

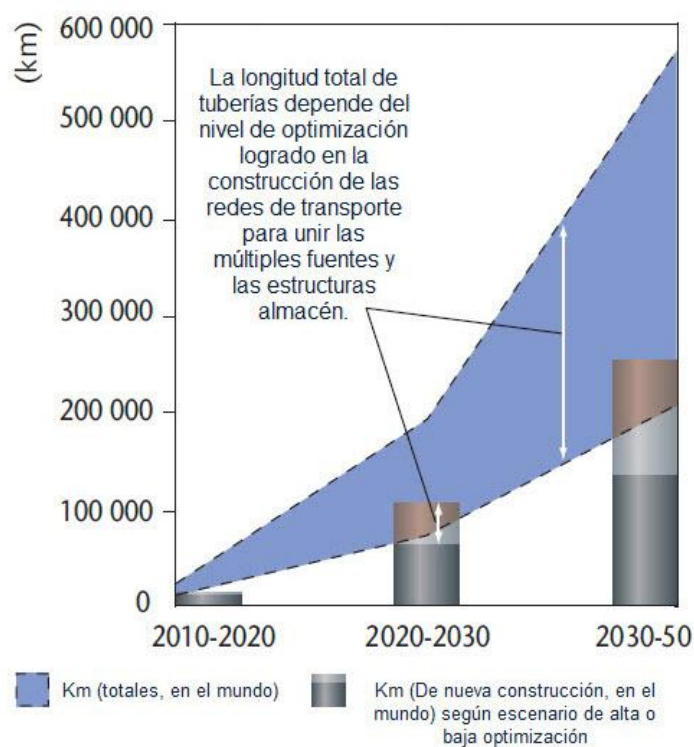


Figura 10: Previsión de longitud de tuberías instaladas a nivel mundial para el transporte de CO₂. (Adaptación)

Fuente: (IEA: International Energy Agency, 2013)

3 Diseño de tubería.

Actualmente algunas guías de recomendaciones y normas estándar pueden ser aplicadas al caso concreto del diseño de tuberías para el transporte de CO₂. Se prevé que los requisitos particulares que deben cumplir las tuberías para el transporte de dióxido de carbono serán incluidos en dichas normas estándar de las tuberías actuales. La norma **ISO 13623** “Pipeline Transportation Systems” es una norma internacional de carácter general que puede ser aplicada al caso de dióxido de carbono, pero la mayoría de países operan bajo sus propios estándares. A continuación se muestran alguna de las normas y códigos usualmente utilizados por diferentes países:

Tabla 7: Normas y códigos usualmente utilizados para el transporte de CO₂ según países. Fuente: (DNV - Gassnova SF, 2011)

Canadá	CAS-Z662-99
Alemania	GL 1995
Noruega	DNV 1996
Rusia	SniP2.05.06-85
Inglaterra	BS 8010 Pt.3 , 7910 & 4515 & R/H/R6
Estados Unidos	ASME B31.4, B31.8 & B31G, API 1104 & 1107

Las tuberías y diseños empleados para el transporte de otro tipo de sustancias pueden ser replanificados y calculados para el caso de transporte de CO₂, y como se ha mencionado anteriormente, de acuerdo a estándares reconocidos por la industria y de acuerdo a los requisitos de regulación aplicables.

El diseño como concepto general engloba tanto la fase conceptual (identificación y evaluación) como la fase de diseño propiamente dicha (definición).

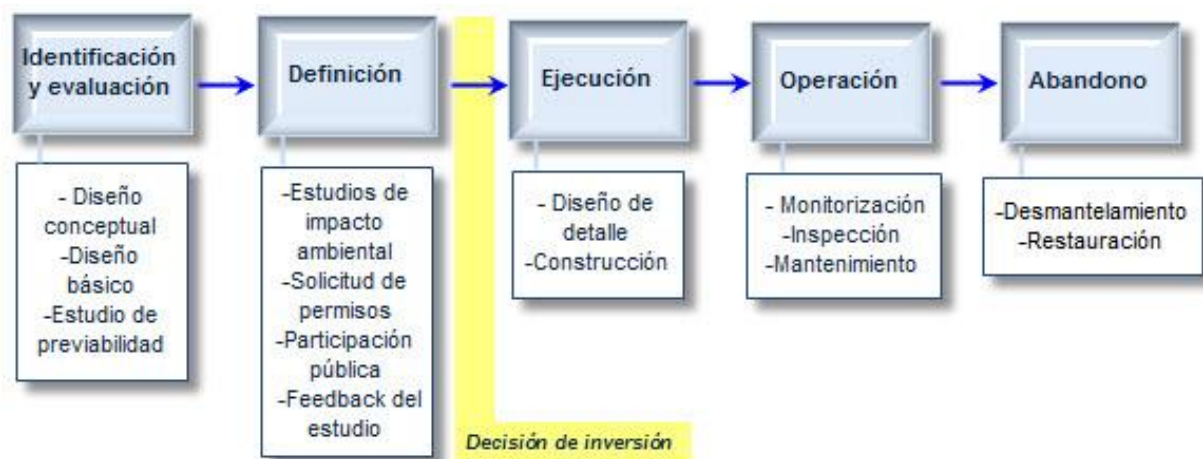


Figura 11: El diseño en las fases de un proyecto

En la fase **de identificación y evaluación**, las principales actividades llevadas a cabo son:

- Definición cualitativa, incluyendo las motivaciones y las posibles fuentes de financiación.
- Definición de los parámetros básicos: fuentes de CO₂ utilizadas, cantidad y calidad del CO₂ transportado y lugar de almacenamiento. También se debe valorar la posibilidad de reutilizar tuberías ya existentes o la posibilidad de conexión a una red de transporte ya existente.
- Establecer los requisitos de regulación, particularmente los relacionados con el dióxido de carbono.
- Establecer un primer trazado de la tubería.
- Elaborar un plan de consulta pública.
- Contacto preliminar con las posibles fuentes de financiación.
- Establecer un diseño conceptual y un cálculo preliminar de costes.
- Elaborar un plan general de desarrollo.

La fase de **definición** del proyecto se lleva a cabo si los resultados y conclusiones de la primera fase son lo suficientemente positivos como para incurrir en los gastos adicionales que implica el desarrollo del proyecto. Las principales actividades llevadas a cabo son:

- Estudio de impacto ambiental: debe realizarse un estudio de impacto ambiental de acuerdo a la legislación y normativa existente. Este estudio normalmente no incluye

puntos distintos que su homólogo para el gas natural, excepto en lo relacionado con el comportamiento del CO₂ en caso de que se libere a la atmósfera.

- Solicitud de permisos: de acuerdo a los resultados obtenidos en el estudio de impacto ambiental se procede a la solicitud de los permisos iniciales. La duración de este proceso es diferente entre proyectos, dependiendo factores como la complejidad del proyecto, la existencia de regulación o la opinión pública entre otros.
- Participación pública: mientras que la participación pública es poco probable en esta etapa para proyectos de tuberías de gas natural, en el caso del CO₂ sería recomendado contar con ello al iniciar el proceso.
- Feedback del estudio: un punto clave en la fase de definición del proyecto es retroalimentar el estudio con nueva información para lograr mayor precisión en el diseño del sistema de transporte y en la estimación de costes.

Es importante tener en cuenta que el diseño debe ajustarse tanto a las condiciones normales de operación como las condiciones extremas, con sus posibles rangos de caudales, presiones, temperaturas, composiciones y calidades del dióxido de carbono.

En un limitado número de casos, tuberías ya existentes tienen la capacidad y localización apropiada para conectar fuentes de emisión y puntos de almacenamiento. Cuando la integridad de la tubería es la apropiada, es posible reutilizar tuberías de gas natural existentes para el caso del transporte de dióxido de carbono, verificando que se cumplen los códigos apropiados de diseño. Esta tarea puede reducir tanto los costes como los plazos de ejecución de las obras para instalar el sistema de transporte adecuado.

Según el informe “Global CCS Pipeline Infrastructures” publicado por la Agencia Internacional de la Energía, un modelo para optimizar las posibles combinaciones fuente-almacén podría resumirse en el siguiente esquema:

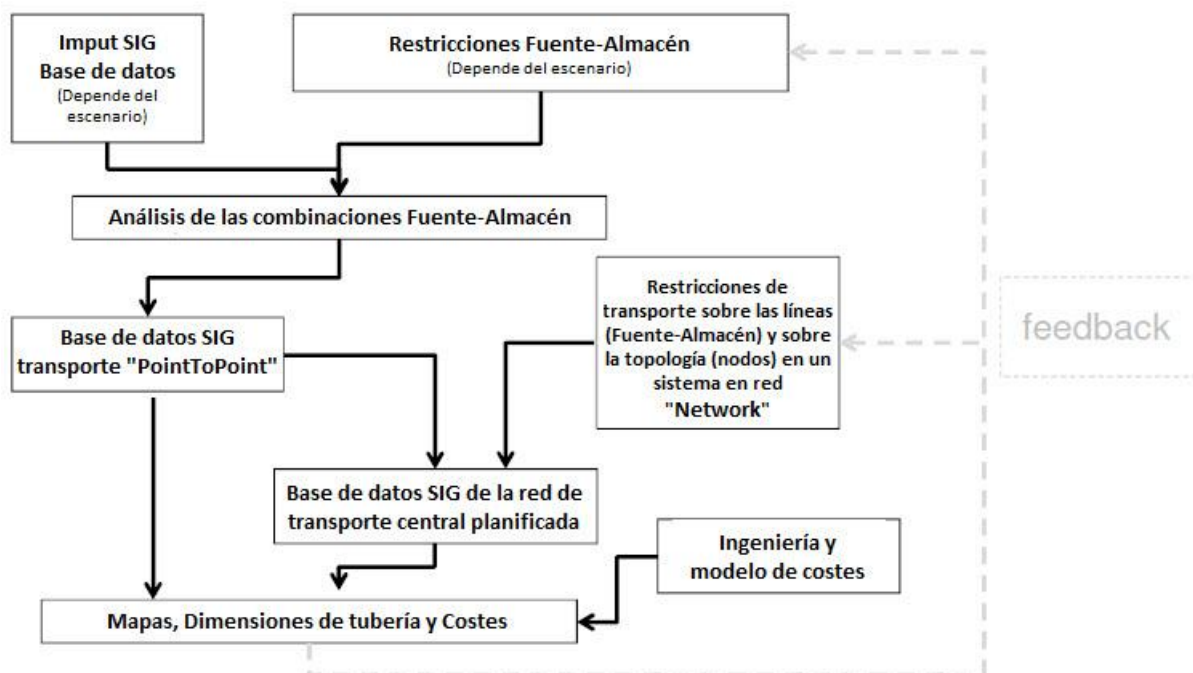


Figura 12: Esquema sobre el diseño de transporte Fuente-Almacén. (IEA GHG, 2010)

Con varios miles de fuentes y almacenes de CO₂, hay millones de combinaciones teóricas para su unión. Se requiere un proceso de rastreo visual para identificar aquellas combinaciones plausibles. Como se puede observar los datos de entrada engloban tanto la información geográfica recopilada como las restricciones particulares de las fuentes y almacenes de nuestro escenario de estudio. Con toda esta información se procederá a analizar las posibles combinaciones de transporte, con un diseño preliminar “punto a punto” apoyándonos en la creación de mapas y estimando las dimensiones de tubería y los costes de ejecución. Esta información alimentará una base de datos con la que planificar un sistema en red siempre que las condiciones para su implementación sean positivas.

A su vez, debe desarrollarse un modelo de costes sencillo para planificar la infraestructura del transporte por tubería, permitiendo contrastar y estudiar las diferentes posibilidades de diseño. En el siguiente esquema se muestran los inputs en el cálculo de costes de un proyecto de transporte por tubería, según la guía de recomendación de la Agencia Internacional de la Energía (IEA GHG, 2010):

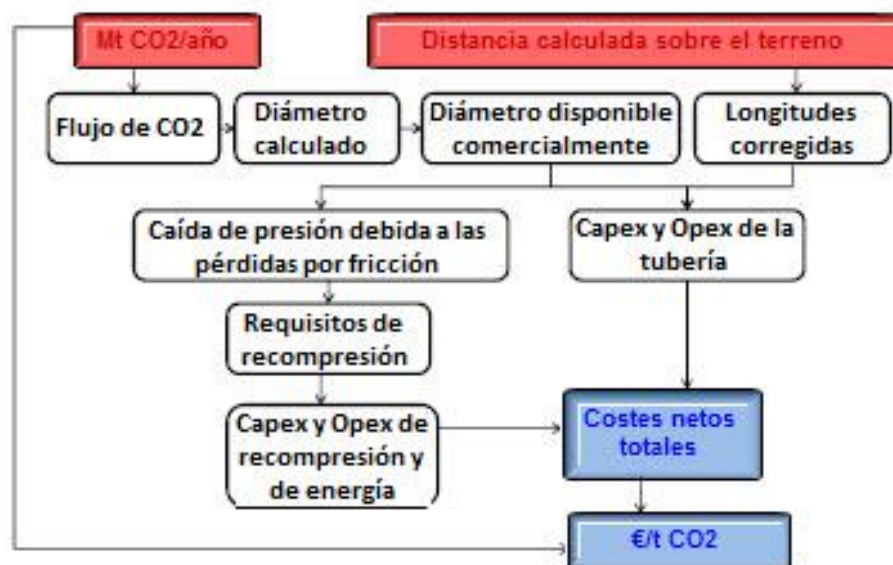


Figura 13: Dimensionamiento de tubería y modelo de costes.

Como puede observarse, los datos de entradas son la cantidad de dióxido de carbono capturado en la fuente de emisión y la distancia hasta la estructura de almacenamiento o punto de destino. Para el modelo de dimensionamiento de las tuberías se calculará los diámetros, caídas de presión y se tendrán en cuenta los requisitos o no de instalar estaciones de compresión. En cuanto al modelo sobre el terreno debemos de conocer las distancias de transporte, las presiones y velocidades del flujo, y los factores que intervienen en la elección del trazado. Con ambos modelos estaremos en condiciones de diseñar el modelo de costes teniendo en cuenta las tuberías, estaciones de compresión y costes de inversión de capital y de operación (Capex y Opex).

A continuación se muestran algunos de los parámetros principales que intervienen en el diseño de un sistema de transporte por tubería, en este caso directamente aplicado al transporte de CO₂. Entre estos parámetros, se destaca el cálculo del diámetro y grosor de la tubería, la elección del material, las pérdidas por rozamiento y las caídas de presión, y los requisitos de compresión en el sistema.

3.1 Diámetro

Encontramos varias ecuaciones que pueden ser usadas para estimar el rendimiento hidráulico de una tubería. Según el caudal másico de CO₂ y la longitud de la tubería, se puede estimar un diámetro concreto interpolando dichos datos. A continuación se describen cuatro ecuaciones que estiman los diámetros de las tuberías:

Fórmula MIT:

$$D = \left(\frac{32 L f m^2}{(P_1 - P_2) \pi^2 \rho} \right)^{0.2}$$

Ecuación 1: Diámetro según fórmula MIT

donde:

P₁ y **P₂** son las presiones en Pascales al principio y final de la tubería.

P₁ se toma en torno a 2 000psi o 14 000kpa.

P₂ se limita a 10 000kpa o entorno a 1 450psi para mantener el CO₂ como un fluido.

L es la longitud de la tubería en metros.

f es el factor fricción.

f se estima mediante $\left(\frac{1}{(4 \cdot \text{Log}(D/E) + 2.28)} \right)^2$ (Flow in the Pipes: Team 10, Carnegie Mellon University, 2005)

E es definido como la rugosidad del material: $m = 0.000457$ (McCoy, 2008)

m es el caudal másico medida en kg/s

ρ es la densidad medida en kg/m^3 . Se estima como 884kg/m³ (Heddle, 2003)

D es el diámetro medido en metros.

Vanderginste and Piessens:

El diámetro se calcula como función del caudal másico, la velocidad y la densidad (asumiendo flujo turbulento) de acuerdo a la siguiente fórmula (Vanderginste and Piessens, 2008):

$$D = \left(\frac{Q_m}{v \cdot \pi \cdot 0.25 \cdot \rho} \right)^{1/2}$$

Ecuación 2: Diámetro según Vanderginste and Piessens

En esta ecuación:

D es el diámetro en metros

v es la velocidad en m/s

Q es el caudal másico en kg/s

ρ es la densidad del CO₂ en kg/m³ (Normalmente tomando un valor entre 700-900kg/m³ en fase densa).

Fórmula del Carnegie Institute of Technology:

Carnegie Mellon University ha publicado dos documentos con ecuaciones que pueden ser utilizadas para estimar los diámetros de tubería (McCoy, 2008):

$$D = \left(\frac{-64 \cdot Z \cdot R \cdot T \cdot f \cdot m^2 \cdot L}{[\pi^2 \cdot M \cdot (P_2^2 - P_1^2)]} \right)^{0.2}$$

Ecuación 3: Diámetro según Carnegie Institute of Technology

donde:

Z es el factor compresibilidad, de acuerdo a $\frac{P \cdot M}{\rho \cdot R \cdot T}$

$$P = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{P_2 + P_1 - P_2 \cdot P_1}{[P_2 + P_1]} \right)$$

M es el peso molecular.

ρ es la densidad medida en kg/m³

R = 8.3145

T es la temperatura en grados Kelvin.

(p₂ – p₁) es la caída de presión.

L es la longitud de la tubería.

m es el caudal másico de CO₂

f es el factor fricción.

Encontramos una versión de la ecuación que incluye los efectos de la altitud en el cálculo del diámetro de la tubería (McCoy, 2008):

$$D_i = \left(\frac{-64 \cdot Z_{ave}^2 \cdot R^2 \cdot T_{ave}^2 \cdot f_F \cdot \dot{m}^2 \cdot L}{\pi^2 \cdot [M \cdot Z_{ave} \cdot R \cdot T_{ave} \cdot (p_2^2 - p_1^2) + 2 \cdot g \cdot P_{ave}^2 \cdot M^2 \cdot (h_2 - h_1)]} \right)^{1/5}$$

Ecuación 4: Diámetro según McCoy

Donde:

D_i es el diámetro interno resultante.

Z_{ave} es el factor de compresibilidad media. Factor de compresibilidad definido como

$$Z = \frac{p \cdot v \cdot M}{R \cdot T}$$

R es la constante de los gases ideales.

T es la temperatura absoluta del CO₂.

M es el peso molecular del CO₂.

p es la presión

v es el volumen específico del CO₂.

T_{ave} es la temperatura media.

f_F es el factor fricción, el cual es función del diámetro de la tubería. El factor fricción no puede ser calculado de forma analítica, pero puede ser calculado mediante aproximaciones explícitas (Zigrang et al, 1982).

m es el caudal másico de CO₂

L es la longitud de la tubería.

M es el peso molecular del CO₂.

R es la constante de los gases ideales.

g es la aceleración de la gravedad.

(p₂ – p₁) es la caída de presión.

(h₂ – h₁) es la diferencia de altitudes.

WorleyParsons:

WorleyParsons (WorleyParsons, 2009) publicó un informe para el gobierno australiano en el cual se estiman diferentes diámetros de tubería para unas longitudes de transporte y un caudal másico determinados.

Para elaborar este informe se apoyaron en el uso del software Aspen HYSYS (versión 6.5) con la extensión PIPESYS. Los datos obtenidos pueden ser aproximados mediante la ecuación:

$$D = (7.7 + 0.009 \cdot L) \cdot m^{0.38}$$

Ecuación 5: Diámetro según WorleyParsons

donde obtenemos el diámetro en pulgadas. Generalmente el diámetro estimado se aproxima hasta el siguiente diámetro estándar más grande. A continuación se muestra una tabla en la que aparecen algunos de los valores obtenidos mediante los cálculos de WorleyParsons, introduciendo las longitudes de tubería en kilómetros y los caudales másicos en Kg/s:

Tabla 8: Diámetros obtenidos mediante los cálculos de WorleyParsons (WorleyParsons, 2009).

Diameter (in)	Km	200	400	600	800	1000
	5	16	18	20	22	22
	10	22	24	26	28	30
	15	24	28	30	32	34
	20	28	32	34	36	38
	25	30	34	38	40	40
	30	32	36	40	42	44
	35	34	38	42	44	46
	40	36	40	44	46	48

El diámetro calculado no solo debe ajustarse a los diámetros disponibles, sino que debe ajustarse a la variedad de grosores de tubería disponibles. Las medidas estándar de tuberías normalmente se ajustan a los tamaños nominales de tuberías (NPS, Nominal Pipe Size).

El grosor de la pared de la tubería (Transportation, 2005), medido en metros, viene dado por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{p_{mop} \cdot D_o}{2 \cdot S \cdot E \cdot F}$$

Ecuación 6: Grosor de la pared de la tubería

donde:

p_{mop} es la presión máxima de operación (Pa). (Normalmente se toma un valor en torno a 15.3MPa)

D_o es el diámetro exterior (m)

S es el límite elástico del material (Pa) (tomando habitualmente un valor de 483MPa)

E es el longitudinal joint factor (introducido para añadir un factor de seguridad en el cálculo del grosor de tubería). (Normalmente se toma el valor de 1.0)

F es el factor de diseño (introducido para añadir un factor de seguridad en el cálculo del grosor de tubería). (Normalmente se toma un valor en torno a 0.72)

3.2 Materiales

Por razones económicas, los aceros de carbono al manganeso son habitualmente utilizados (siempre que sea posible) para la fabricación de tuberías para producir y transportar productos diferentes, como petróleo, gas o agua. Los ingenieros encargados del diseño de tuberías deben estar familiarizados con los modernos métodos de fabricación y las limitaciones particulares de cada acero relacionadas con el tipo de producto que se va a transportar, siempre de forma segura.

Las primeras tuberías se construían utilizando tornillería, uniones de campana espiga o mediante la unión por bridas, ya que los aceros adecuados y las técnicas de soldadura no estaban aún desarrollados. A día de hoy estas conexiones mecánicas se usan en ocasiones, pero la tendencia en la industria del petróleo y gas es hacia la construcción de tuberías mediante la unión por soldadura por arco eléctrico. Los aceros utilizados para formar las tuberías son normalmente aceros bajos en carbono manganeso. Las resistencias más altas se consiguen mediante los aceros conocidos como microaleados (High-strength low-alloy, HSLA). Aceros similares a estos son utilizados en la industria para la construcción de barcos, recipientes a presión o tuberías para la perforación petrolera (Oil Country Tubular Goods, OCTG).

Una vez sean definidos los usos y dimensiones de la tubería, la especificación del material puede ser definida. Esto requerirá que la tubería se ajuste a unos requisitos concretos aportados por una norma para garantizar que el material está listo para el propósito específico para el que ha sido diseñado. La especificación del material, la cantidad necesaria y los plazos de entrega son labor del suministrador, quien revisará dicha especificación y negociará los precios con el cliente.

Cada kilómetro de tubería requiere unas 82 uniones de tramos de tubería, cada uno de ellos con una longitud de 12.2m. Para asegurar una calidad adecuada, el fabricante debe de aportar el conocido como MPS (Manufacturing Procedure Specification). En el MPS se encuentran todos los detalles acerca de la fabricación de la tubería, incluyendo la producción del acero, el registro de los elementos de utilizados para la aleación, la fundición del acero, el laminado utilizado para formar las placas, la fabricación de la tubería y los procedimientos de soldadura utilizados, los tratamientos pos-fabricación, y los exámenes y comprobaciones que deben efectuarse para asegurar la calidad adecuada. Cada fabricante proveerá un MPS que deberá ser revisado para su aprobación.

Una vez se nombra un fabricante, los primeros tramos de tubería fabricados de acuerdo a un MPS son rigurosamente examinados. Los test típicos incluyen comprobaciones de composición y dimensiones, pruebas de tracción-compresión tanto en la tubería como en las uniones y pruebas de impacto-rotura. Es evidente que a pesar de todos los esfuerzos, es posible que la tubería no sea adecuada para el uso final. Para evitar este riesgo, se efectúan pruebas de forma regular sobre la producción según un modelo estadístico de inspección por muestreo.

En la mayor parte del mundo, la especificación para las uniones de tubería se ajusta a la especificación **API5L**. En 1999 esta especificación se adaptó al estándar internacional mediante la International Organization of Standardization (ISO) 3183, la cual cubre la selección y usos de tuberías soldadas sin costura y soldadas de tipo helicoidal. Esta especificación ISO 3183 cubre un mayor rango de composiciones de material que la cubierta por API5L.

Los documentos previos de API5L identifican los grados de acero según el límite elástico desde X42 a X80, donde el número indica el límite elástico en miles de libras por pulgada cuadrada (ksi), sabiendo que la equivalencia al sistema métrico es $145.04 \text{ psi} = 1 \text{ MPa}$. El caso de los grados A y B son utilizados para tuberías de tipo estándar con menor límite elástico y resistencia a la rotura.

Tabla 9: Rango de tensiones estándar para tuberías (API5L).

Grados	Límite elástico mínimo		Tensión de rotura mínima		YS/TS ratio
	<i>lb/in²</i>	<i>MPa</i>	<i>lb/in²</i>	<i>MPa</i>	
A25	25 000	172	45 000	310	0.556
A	30 000	207	48 000	331	0.625
B	35 000	241	60 000	413	0.583
X42	42 000	289	60 000	413	0.700
X46	46 000	317	63 000	434	0.730
X52	52 000	358	66 000	455	0.788
X56	56 000	386	71 000	489	0.789
X60	60 000	413	75 000	517	0.800
X65	65 000	448	77 000	530	0.844
X70	70 000	482	82 000	565	0.854
X80	80 000	551	90 000	620	0.889

La especificación advierte de los requisitos mínimos que deben ser cumplidos, aunque la mayoría de fabricantes y operadores imponen requisitos adicionales para su mejora.

Los elementos de aleación se añaden al propio acero para mejorar sus propiedades mecánicas aunque dichos elementos pueden repercutir negativamente al comportamiento del acero frente a la corrosión. La especificación muestra diferentes composiciones de acuerdo al límite máximo en el que puede aparecer cada elemento de aleación. Estas tolerancias permiten al fabricante del acero lograr una resistencia, tenacidad, y capacidad de soldadura específicos, y así seguir unas rutas de fabricación concretas. A continuación se muestra una tabla con los efectos mecánicos y propiedades corrosivas de las aleaciones normalmente utilizadas:

Tabla 10: Efectos mecánicos y propiedades corrosivas de los principales componentes de los aceros para tuberías.

Elemento de aleación	Efectos mecánicos y propiedades corrosivas	Elemento de aleación	Efectos mecánicos y propiedades corrosivas
Carbono	Aumenta la tensión de rotura y la dureza pero reduce la tenacidad. Reduce la capacidad de soldadura. Aumenta la corrosión.	Calcio	Antioxidante y antisulfatante
Manganeso	Aumenta la tensión de rotura, la dureza y la resistencia a la abrasión. Disminuye la porosidad y fisuración. Forma sulfuros que pueden causar fractura inducida por el hidrógeno.	Molibdeno	Aumenta la tensión de rotura y la resistencia frente a la corrosión. Reduce ataques en forma de picaduras. Utilizado para tramos curvos de tubería.
Fósforo	Aumenta la fragilidad y la fisuración. Restringido a <0.025% en usos bajos de azufre y <0.015% para usos con alto contenido en azufre	Titanio	Elemento de microaleación. Aumenta la tensión de rotura, la templabilidad y la resistencia al desgaste. Se combina con el carbono para formas carburos que reduzcan la tenacidad.
Azufre	Aumenta la porosidad, fragilidad y fisuración. Forma sulfuro de manganeso que atrapa el hidrógeno conduciendo a una fisuración interna. Producen picaduras en la superficie.	Niobio	Elemento de microaleación añadido siempre a los aceros al carbono por encima del X42.
Silicio	Aumenta la tensión de rotura pero reduce la tenacidad. Actúa como antioxidante del acero. Restringido a 0.35-0.4%	Vanadio	Aumenta la tensión de rotura, la templabilidad y la resistencia al desgaste. Se usa como microaleación para materiales en tuberías
Aluminio	Se utiliza para refinar el tamaño de grano. Aumenta la dureza. Actúa como antioxidante del acero.	Nitrogeno	Aumenta la tensión de rotura pero reduce la tenacidad a baja temperatura. Restringido a 0.01%
Cobre	Mejora la resistencia a la rotura en ambientes de pH > 4.5. Afecta a la corrosión en los puntos calientes de las soldaduras	Níquel	Aumenta la tensión de rotura y la tenacidad a baja temperatura, y aumenta la resistencia frente a la corrosión. Reduce la susceptibilidad a la corrosión de las soldaduras y mejora la resistencia de las soldaduras. Se usan para las tuberías curvas. No se permite > 1% de níquel en servicios con alto contenido en azufre.
Cromo	Aumenta la tensión de rotura y la dureza. Disminuye la capacidad de soldadura. Es un gran protector aumentando la resistencia frente a la corrosión. El material se convierte en inoxidable a partir de > 12% de Cr.		

La especificación API5L también aporta una composición química muy delimitada para los aceros, por lo que el comprador y fabricante negociarán los detalles concretos para obtener una tubería adecuada para su propósito. A continuación se muestra una tabla sobre las composiciones típicas de las tuberías de acero (La mayoría de los estándar nacionales imponen requisitos similares):

Tabla 11: Composiciones más comunes de las tuberías de acero (API5L).

Clase de tubería		Composición máxima (%)													
		C	Mn	Si	Al ×10 ²	Ca ×10 ³	Ni	N ×10 ²	Cu	V ×10 ²	Nb ×10 ²	Ti ×10 ²	B ×10 ³	P ×10 ²	S ×10 ³
Formulaciones típicas															
Basic API 5L		0.31	1.80											3	30
API 5L		0.16	1.56	0.35	4			1.2		7	5		1	3	15
Sweet Onshore		0.11	1.56	0.35	4		0.2	1	0.25	8	5			2.5	10
Sweet Offshore		0.08	1.56	0.30	4	3	0.2	0.8	0.25	8	4			1.5	5
Sour Offshore		0.05	1.00	0.30	4	5	0.2	0.7	0.25	6	5		4	1.5	1
Ejemplos de aceros actualmente utilizados															
X65	16 mm	0.02	1.59	0.14							4	1.7	1	1.8	3
X65	25 mm	0.03	1.61	0.16			0.17				5	1.6	1	1.6	3
X65	25 mm	0.06	1.35				0.25		0.33	7	4	1.8		2.5	5
X70	20 mm	0.03	1.91	0.14							5		1	1.8	3
X70	20 mm	0.08	1.60						0.04		7				

3.3 Pérdidas por fricción, caídas de presión y capacidad de compresión requerida

Otros parámetros de gran importancia para el dimensionado de un sistema de transporte por tubería son los relativos a la presión, factor fundamental en la estimación y cálculo de costes (IEA GHG, 2010).

La caída de presión por metro de tubería se calcula en cuatro pasos:

- 1- Cálculo del número de Reynolds (Re), a partir de la densidad (ρ , en Kg/m³), velocidad (v , en m/s), diámetro (D , en m) y la viscosidad dinámica (μ , en Pa·s).

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

Ecuación 7: Número de Reynolds (Re)

- 2- En segundo lugar, se calcula el factor de fricción Darcy-Weisbach a partir del diámetro (D , en m), de la rugosidad (e , en m) y del número de Reynolds.

$$f = \frac{1.325}{\left[\ln \left(\left(\frac{e}{3.7D} \right) + \left(\frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right) \right) \right]^2}$$

Ecuación 8: Factor de fricción Darcy-Weisbach (f)

- 3- En tercer lugar se calcula el factor de fricción moody (f_F) a partir del factor de fricción Darcy-Weisbach, de acuerdo a:

$$f_F = f/4$$

Ecuación 9: Factor de fricción moody (f_F)

- 4- Por último, de acuerdo a las diferencias de topografía, la caída de presión por metro ($\Delta p/L$ en N/m^3) se calcula a partir del factor de fricción Moody, del flujo másico Q_m , de la densidad y del diámetro de acuerdo a:

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{32f_F Q_m^2}{\rho \pi^2 D^5}$$

Ecuación 10: Caída de presión por metro lineal ($\Delta p/L$)

Debido a las diferencias de altitud en el recorrido de la tubería, es necesaria la instalación de estaciones de compresión para evitar que la presión tome valores inferiores a un límite, lo cual podría producir un cambio de fase de la corriente de CO_2 . Una estimación de la potencia requerida (KW) puede ser calculada a partir del flujo volumétrico (Q en m^3/s), la diferencia de presiones antes y después de la estación de compresión y de la eficiencia de la compresión (η):

$$W = \frac{Q \cdot \Delta p}{\eta}$$

Ecuación 11: Potencia requerida (KW)

El número de estaciones de compresión se puede evaluar de acuerdo al modelo mencionado en el apartado Antecedentes.

3.4 Selección del trazado

La selección del trazado debe tener en cuenta las fases de diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono del sistema de tubería de acuerdo a los estándares internacionales. Es importante anticiparse a los posibles desarrollos tanto industriales como urbanos para evitar o minimizar trabajos de corrección del trazado, lo cual incurriría gastos adicionales elevados.

Los factores que deben ser considerados de acuerdo a la norma internacional ISO-13623 (International Standard Organization, 2009):

- **Seguridad de la población, tanto del personal trabajador como de cualquier persona cercana a la instalación:** las tuberías que transportan CO₂ deben evitar en su medida las áreas edificadas o de frecuente actividad humana.
- **Protección del entorno y medioambiente:** debe realizarse una evaluación de impacto ambiental teniendo en cuenta (como mínimo):
 - Los trabajos temporales de construcción, y los trabajos de reparación y mantenimiento.
 - La presencia de la tubería a largo plazo.
 - La posibilidad de escape del fluido.
- **Protección de otros bienes y servicios:** las instalaciones que puedan ser afectadas a lo largo de la ruta del ceoducto deben de ser identificadas y evaluadas, en colaboración con los propios operadores de dichas instalaciones.
- **Protección de las actividades de terceros:** Las actividades desarrolladas por terceros a lo largo del trazado del ceoducto también deben de ser identificadas y evaluadas en colaboración con los mismos.
- **Condiciones geotécnicas, hidrográficas y de corrosividad:** Deben de identificarse las condiciones geotécnicas e hidrográficas adversas para definir las medidas de mitigación. En situaciones donde las condiciones meteorológicas sean extremas, también deberá ser identificados y evaluados los potenciales agentes de riesgo.
- **Requisitos de construcción, operación y mantenimiento:** El trazado elegido debe de permitir el acceso para las tareas de construcción, monitorización y ensayos, operación y mantenimiento. También debe revisarse la disponibilidad de servicios públicos para estas labores.

- **Exigencias locales o nacionales:** Se debe de lograr la aprobación política en las diferentes áreas, revisando la normativa a nivel local y nacional.
- **Posibilidad de futura exploración:** debe de tenerse en cuenta el potencial mineral y energético del área objeto de trazado para evitar posibles futuras remodelaciones.

Según el informe “CO₂ Pipeline Infrastructure” (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014), más allá de la definición de la ruta o trazado de la tubería y de la identificación de áreas potencialmente problemáticas, la mayor parte del trabajo de detalle vendrá en fases posteriores del proyecto. Los principios básicos pueden resumirse como:

- Minimizar la interferencia con las infraestructuras tanto construidas como proyectadas, evitando, en su posible medida, las áreas de población.
- Evitar las áreas ecológicas más sensibles y los lugares de interés arqueológico.
- Elegir un terreno estable para la construcción de la tubería.
- Seguir las posibles rutas de otras conducciones por tubería, facilitando la labor de obtener los permisos para su desarrollo.
- Evitar los cursos de ríos y los cruces con grandes vías en su posible medida.
- Evitar áreas destinadas a otras futuras labores incompatibles con el paso de la tubería.
- Para las tuberías de CO₂ es necesario establecer una jurisdicción específica y una regulación aplicable, si existen diferencias con respecto a las tuberías de gas natural.

3.5 Riesgos y fallos asociados al transporte de CO₂ por tubería.

La naturaleza de los riesgos relacionados con los ceoducto depende en gran medida del comportamiento de la dispersión de la corriente de CO₂ en caso de una liberación a la atmósfera (influenciado por su fase), así como de las características del lugar en el que se produzca dicho escape.

El impacto potencial de las tuberías en caso de un escape de CO₂ depende en gran medida de factores como (ICF International, 2009):

- Distribución de la población en el entorno de la tubería.
- Diámetro de la tubería.
- Propiedades termodinámicas del CO₂ (incluida la temperatura y presión).

- Material de la tubería (y su espesor).
- Cobertura del suelo.
- Opciones de mitigación de riesgos.
- Asunción de diferentes escenarios de fallo incluyendo frecuencia de fallo.
- Meteorología del entorno.
- Composición y fase de la corriente de CO₂ (incluyendo la toxicidad y la corrosión debida a las impurezas).

A menudo se presupone que las tuberías de CO₂ no presentan riesgos tan elevados como las tuberías que transportan hidrocarburos, pero es sabido que dichas tuberías tienen diferencias inherentes: por ejemplo, pese a la importancia de detectar fisuras tanto en tuberías de transporte de hidrocarburos como de dióxido de carbono, el impacto de las impurezas (como SO_x, NO_x, O₂ y H₂S) y el contenido en agua, pueden conducir a tasas de corrosión que potencialmente producen una mayor tasa de fallo en las tuberías de CO₂ frente a las tuberías de gas natural (Global CCS Institute, 2012).

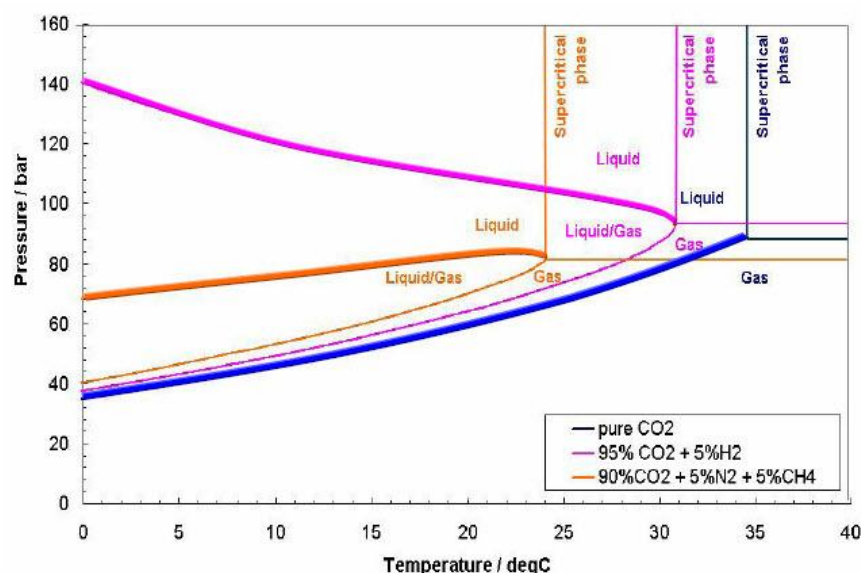
Los principales factores y fenómenos objeto de estudio para minimizar el riesgo de fallo de una tubería de CO₂ son:

- **Propiedades del CO₂ con impurezas:** las impurezas en la corriente de CO₂ afecta a las propiedades físicas del fluido, así como modifica los requerimientos de compresión, afecta a la integridad de la tubería y aumenta el perfil de peligrosidad de la tubería. Es importante destacar que el contenido en impurezas de la corriente de CO₂ a transportar está influenciado directamente por el método de captura en la fuente de emisión y por la fuente de emisión de CO₂ (central térmica de carbón, central de ciclo combinado, etc.). La mayor pureza de CO₂ se consigue mediante post-combustión, mientras que la menor se produce mediante oxcombustión. A continuación se muestra una tabla donde aparecen las composiciones típicas en función del método de captura:

Tabla 12: Composiciones de la corriente de fluido según método de captura de CO₂.

	Post-Combustión	Pre-Combustion	Oxicombustión
CO ₂	> 99 vol%	> 95.6 vol%	> 90 vol%
CH ₄	< 100ppmv	< 350ppmv	-
N ₂	< 0.17%	< 0.6 vol%	< 7 vol%
H ₂ S	Trace	3.4 vol%	Trace
C ₂ +	< 100ppmv	< 0.01 vol%	-
CO	< 10ppmv	< 0.4 vol %	Trace
O ₂	< 0.01 vol%	Trace	< 3 vol%
NO _X	< 50ppmv	-	< 0.25 vol%
SO _X	< 10ppmv	-	< 2.5 vol%
Ar	Trace	< 0.05 vol%	< 5 vol%

En función de la composición y pureza del CO₂, encontramos un comportamiento termodinámico distinto (Figura 14), afectando directamente a las condiciones presión-temperatura que permiten mantener el fluido en una sola fase.

Figura 14: Diagrama de fases según composición y pureza de la corriente de CO₂.

Otro elemento no incluido en la tabla anterior corresponde con el contenido en agua de la corriente de CO₂. El agua afecta directamente a la formación de hidratos, a la fatiga del material, a la aparición de fracturas, la corrosión y a la operación propiamente dicha (DNV, 2010).

El dióxido de carbono habitualmente presenta un nivel moderado de humedad, lo cual requiere de un proceso de deshidratación antes de ser conducido a la tubería, con el fin de prevenir la formación de hidratos, el flujo en dos fases y la corrosión durante el transporte (IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG), 2011). Por razones de

seguridad ante esta problemática, el contenido en agua siempre se encuentra bajo unos límites: por debajo de 50ppmv (2.4lbs/MMSCF) como por ejemplo en los proyectos Longannet, Kingnorth y ROAD, los dos primeros en Reino Unido y el tercero en Holanda, así como por debajo de 40ppmv (1.9lbs/MMSCF en otros proyectos).

Para evitar problemas producidos por el contenido en agua de la corriente de dióxido de carbono generalmente se consideran dos procesos principales:

- **Proceso TEG (deshidratación con trietilén glicol):** Es el proceso más común utilizado para cumplir con las especificaciones de contenido en H₂O en los gases. Una planta deshidratadora está constituida por dos equipos mayores básicos: una absorbedora en la cual, por contacto en contracorriente, a baja temperatura y alta presión, el TEG pobre absorbe la humedad del gas de alimentación y una Regeneradora en la cual el TEG rico en humedad cede el agua a alta temperatura y baja presión, regresando a continuación a la primera unidad para reiniciar el ciclo Secado/Regeneración.
- **Sólidos desecantes:** En este proceso se utiliza un sólido, como es el gel de sílice o el cloruro de calcio (CaCl₂), en la unidad de deshidratación del dióxido de carbono para retirar el agua y la humedad. Los desecantes se colocan como capas a través de los cuales se hace pasar el gas. La limitación principal del uso de desecantes sólidos es que absorben sólo cantidades limitadas de agua. Cuando se alcanza el punto de saturación del desecante, el desecante sólido debe de ser reemplazado.
- **Formación de hidratos:** La estructura de los hidratos de gas se compone por: un componente hospedaje (molécula de agua) y un componente huésped (molécula de gas) que llena los espacios o intersticios. Las condiciones principales que promueven la formación de hidratos son:

- El gas debe de estar en o por debajo de su punto de rocío o condición de saturación (no necesariamente el agua debe estar en fase líquida para que se formen hidratos).
- Bajas temperaturas.
- Altas presiones.
- Composición de la corriente del gas.
- Presencia de un formador de hidratos.

Para cualquier composición particular de gas a una presión dada hay una temperatura por debajo de la cual se forman hidratos. A medida que aumenta la presión, la temperatura de formación de hidratos también aumenta. Estos hidratos pueden producir un bloqueo en la tubería, aumentando los riesgos contra la seguridad de la operación (Puentes, 2012).

En el diagrama de fases de hidrato de CO_2 mostrado en la Figura 15, la zona coloreada representa las condiciones a las cuales el hidrato de CO_2 es estable junto con el dióxido de carbono en estado gaseoso y el agua en estado sólido (hielo). Como puede observarse, los rangos de presión en los que se produce esta estabilidad son muy amplios. (Genov, 2005)

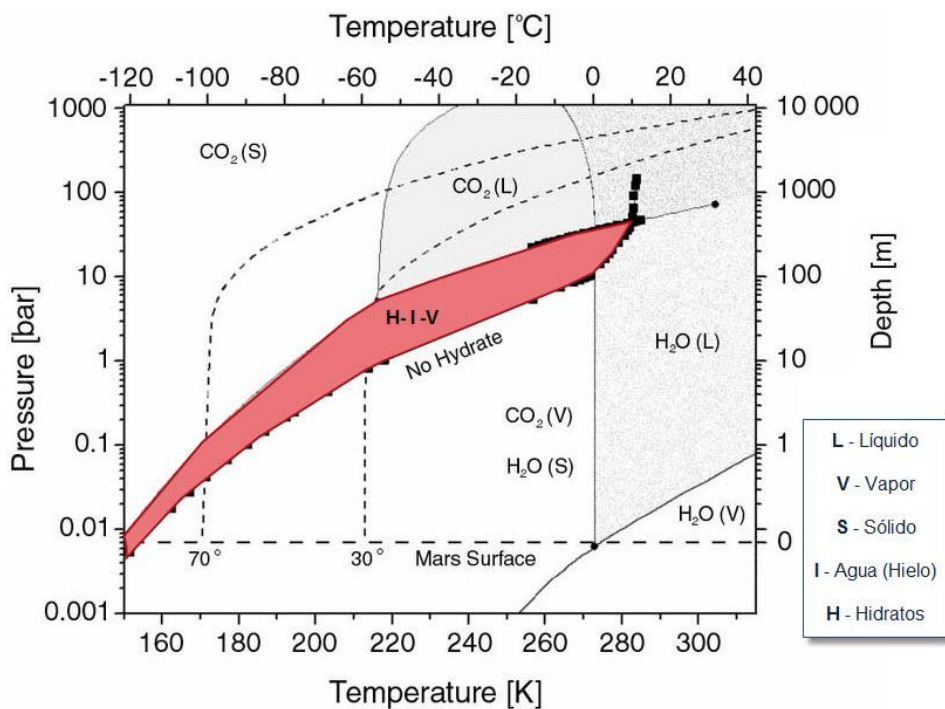


Figura 15: Diagrama de fases de hidrato de CO_2 .

El potencial para la formación de hidratos tanto en fase líquida como gaseosa debe ser considerada, en relación con el contenido en agua de la corriente de dióxido de carbono. También debe ser considerada la capacidad de otros componentes no condensables de la mencionada formación de hidratos. Hay dos aspectos clave para el control de la formación de hidratos: el proceso de deshidratación del CO_2 así como el agua residual después de las pruebas de presión. No se recomienda el uso de amoníaco con el fin de evitar este proceso, ya que puede formarse carbonato de amonio sólido al reaccionar con el dióxido de carbono. La estrategia fundamental para evitar esta situación debería focalizarse sobre el proceso de deshidratación.

- **Corrosión de la pared de la tubería:** Entre los principales componentes incluidos en la corriente de CO_2 que afectan directamente a la tubería aumentando su nivel de corrosión se encuentran: agua (H_2O), oxígeno (O_2), el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de azufre (SO_2) (DNV, 2010).

La experiencia en la operación de tuberías de CO_2 en Norte América la corrosión interna no supone un mecanismo de fallo habitual. Según el U.S. Department of Transportation's Office of Pipeline Safety, este hecho es resultado de la gran atención sobre el control del contenido en agua del CO_2 antes comenzar su fase de transporte (procesos de deshidratación, explicados anteriormente) y de los estrictos procedimientos de cierre de tubería en el caso de que el sistema de deshidratación no pueda cumplir con las especificaciones requeridas.

La experiencia de trabajo muestra que el dióxido de carbono puro deshidratado y aquel que contiene agua disuelta muy por debajo de su límite de saturación, no presentan corrosividad en las tuberías de acero al carbono en las condiciones de operación de la tubería. En caso que haya agua libre en combinación con una elevada presión parcial del CO_2 se puede inducir un alto ratio de corrosión, debido en gran parte a la formación de ácido carbónico.

En el caso que no sea posible combatir de forma efectiva frente al control del contenido en agua y de otros contaminantes, deberá optarse por materiales más resistentes como es el caso de los aceros inoxidables. Sin embargo, el uso de estos materiales puede incidir sobre el coste global de gran manera, por lo que en ocasiones esta opción solo es considerada para tramos concretos.

En cuanto a la corrosión externa el método de protección comúnmente utilizado es el de la protección catódica (CP) en combinación con los recubrimientos. Los sistemas CP utilizan ánodos o sistemas de circuitos de corrientes impresas. Para los recubrimientos, habitualmente se utiliza el polietileno (PE) como material, aunque el polipropileno (PP) también es empleado en ocasiones.

- **Fragilización por hidrógeno de la pared de la tubería:** La fragilización por hidrógeno es un proceso por el cual el hidrógeno hace que los componentes de acero sean menos resistentes a la rotura y generalmente mucho más débiles en cuanto a la resistencia a la tracción. Aunque la fragilización tiene muchas causas, en el caso del transporte de CO₂ por tubería, usualmente es resultado de la exposición al ácido sulfhídrico líquido o gaseoso (H₂S). A nivel molecular los iones de hidrógeno se introducen entre las fronteras granulares del acero, donde se recombinan en hidrógeno molecular (H₂), ocupando más espacio y debilitando los enlaces entre los granos. La formación de hidrógeno molecular puede causar fallos repentinos del metal debido al agrietamiento cuando el metal se somete a esfuerzos de tracción. Este tipo de fallo inducido se produce cuando los átomos de hidrógeno se introducen en los aceros de alta resistencia. Los fallos debido a la fragilización por hidrógeno tienen normalmente un periodo durante el cual no se observan daños (conocido como incubación), seguido por un fallo repentino. El proceso de fragilización por hidrógeno es también conocido como fragilización ácida y presenta la misma preocupación que en el caso del transporte de gas natural por tubería (Schlumberger, 2014).

- **Propagación de fracturas:** uno de los mecanismos de fallo que puede dar lugar a una liberación masiva del CO₂ transportado, afectando a la seguridad del sistema, es el mecanismo de propagación de fracturas. Encontramos dos formas principales de fractura: fracturas de tipo frágil y fracturas dúctiles.

Dos parámetros fundamentales en el estudio del comportamiento de un material como es el acero al carbono son: la temperatura de transición dúctil/frágil (DBTT) y la tenacidad de fractura (capacidad de un material de resistir a la propagación de fracturas) caracterizada por el parámetro K_{IC}. Si la temperatura se encuentra muy por debajo de la temperatura de transición dúctil/frágil, la resistencia a la fractura cae significativamente (en torno al 100% en el caso de los aceros al carbono) y comienza

una fractura de tipo frágil cuyas consecuencias pueden representar una gran problemática.

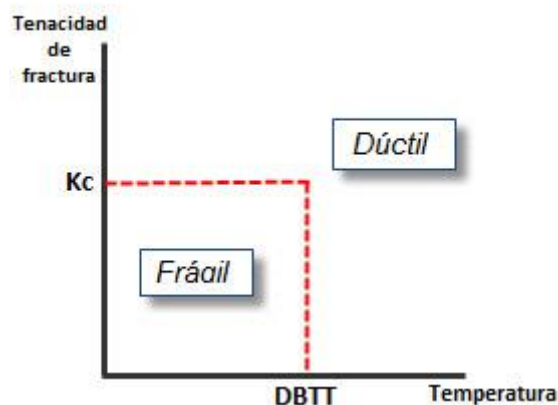


Figura 16: Gráfica esquemática de la zona de transición dúctil-frágil. (PIPEHAZCO₂, 2012)

Por otro lado la propagación de las fracturas de tipo dúctil es acompañada de una caída de presión en la tubería. En la mayoría de sistemas de transporte de gases, incluido el gas natural, en caso de que se produzca una fractura, la grieta longitudinal dará lugar a una despresurización tan rápida que se detendrá la propagación de dicha grieta. En el caso de una corriente con alta concentración de CO₂, la despresurización se produce de forma más lenta, colaborando con la propagación de las fracturas. Por esta razón una pequeña fractura puede propagarse a lo largo de grandes distancias.

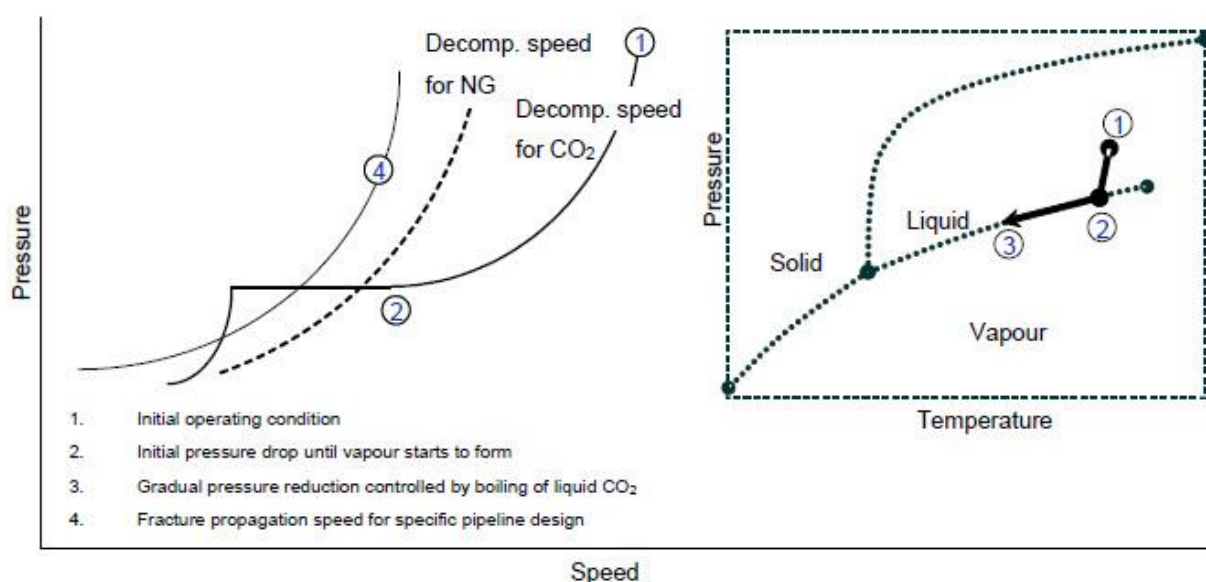


Figura 17: Comparativa (CO₂-GN) de velocidades de despresurización y velocidad de propagación de las grietas.

Como puede observarse en la Figura 17, la particularidad relacionada con el CO₂ es su rápida velocidad de descompresión hasta la presión correspondiente a la línea líquido-vapor. Comparado con el gas natural, la velocidad de descompresión del CO₂ líquido es significativamente mayor. Sin embargo, cuando comienza a formarse la fase vapor, la velocidad de descompresión cae significativamente, por debajo de los valores de velocidad de descompresión del gas natural.

Por este motivo la preocupación frente a la propagación de fracturas en las tuberías que transportan CO₂ es mayor, cuestión relacionada directamente con la presión de diseño del sistema.

Es importante destacar que la velocidad de descompresión se ve afectada por: la composición del CO₂, la presión de operación inicial y la temperatura de operación. Componentes con una temperatura crítica por debajo de la del CO₂, como es el caso del metano, el nitrógeno o el hidrógeno aumentan la dureza requerida para detener la propagación de fracturas de tipo dúctil. Altas presiones de operación aumentan la velocidad de descompresión y una alta temperatura de operación también aumenta la presión de saturación.

En caso de no disponer de otro mecanismo de control para evitar este suceso, se instalan protectores contra la propagación de fracturas. La separación de estos protectores a lo largo de la tubería dependerá de la evaluación de riesgos del área de trazado y del coste de reparación de los tramos.

Por otro lado, en caso de que se produzca una caída de presión en el sistema un sistema de bloqueo de emergencia por válvula (Emergency Shutdown, ESD) aísla de forma inmediata el tramo afectado por la grieta. La distancia entre válvulas ESD varía dependiendo de factores como la densidad de población en la zona o las regulaciones, con ayuda de modelos de dispersión en caso de que se produzca una liberación de CO₂ accidental. La distancia promedio varía entre 10 y 20Km. Una de las cuestiones a destacar de estas válvulas de emergencia es que requieren un mantenimiento regular que puede ser complejo y costoso (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014).

- **Modelización de la dispersión en caso de escape:** Encontramos fácil disponibilidad de modelos empíricos para estimar la dispersión en caso de que se produzca una

liberación, sin embargo deben de ser validados para las aplicaciones concretas del CO₂ en los proyectos CCS a gran escala. (15)

Una liberación accidental de CO₂ difiere de otros fluidos típicos en cuanto a la formación de un estado sólido. Debido a los grandes valores del coeficiente Joule-Thomson para el CO₂, la rápida expansión en caso de descompresión acompañado por el significativo efecto de enfriamiento sufrido, da lugar a la formación de sólidos (hielo seco).

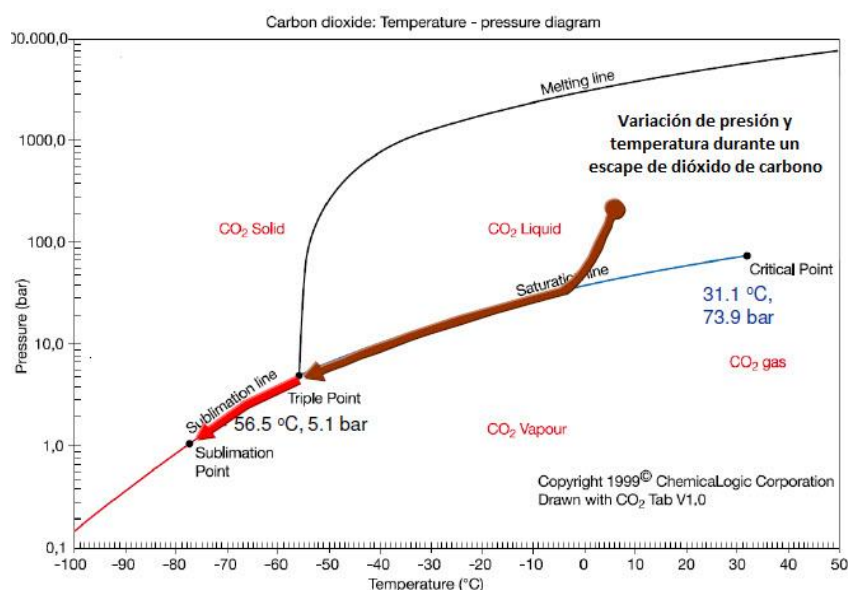


Figura 18: Variación de presión y temperatura en caso de escape de CO₂ (PIPEHAZCO2, 2012).

La dispersión del dióxido de carbono en estado gaseoso (ya sea enfriado o a temperatura ambiente) puede ser comparado con un equivalente: la liberación de propano (C₃H₈), debido a sus parecidas propiedades físicas (peso molecular y viscosidad). Los efectos que deben ser considerados para modelizar un escape de CO₂ son:

- Ratio de liberación.
- Perfil de la grieta o fractura.
- Dirección del escape.
- Densidad del CO₂ liberado.
- Velocidad y dirección del viento.
- Estabilidad atmosférica
- Humedad del aire.
- Relieve de la superficie.

El efecto de la formación de CO_2 sólido durante la liberación es difícil de incorporar a los modelos. En el caso de que se produzca una liberación pequeña, parte del calor de la propia superficie terrestre se transmitirá a la corriente liberada manteniendo su temperatura, pero en caso de que la grieta formada sea de gran tamaño y consecuentemente se produzca una gran liberación, menos cantidad de gas liberado será calentado por lo que el efecto de formación de CO_2 sólido se espera que sea mayor.

Además el viento (debido a su mayor peso) arrastra la corriente de CO_2 favoreciendo su propagación. El relieve de la superficie (valles, colinas, montañas, etc.) e infraestructuras u objetos (edificios, apantallamientos, etc.) también tienen una influencia notable sobre el movimiento y difusión de la nube de CO_2 . Debe mantenerse un especial cuidado en identificar estas características de la topografía del entorno para poder evaluar su grado de influencia y consecuencias en caso de un escape.

En el caso que no solo tengamos dificultades en cuanto a la topografía del terreno, sino que las propiedades de la corriente de CO_2 tengan un impacto especialmente nocivo para la población, se debe utilizar unas herramientas de simulación de dispersión más complejas (herramientas de dinámica de fluidos computacional, CFD en inglés).

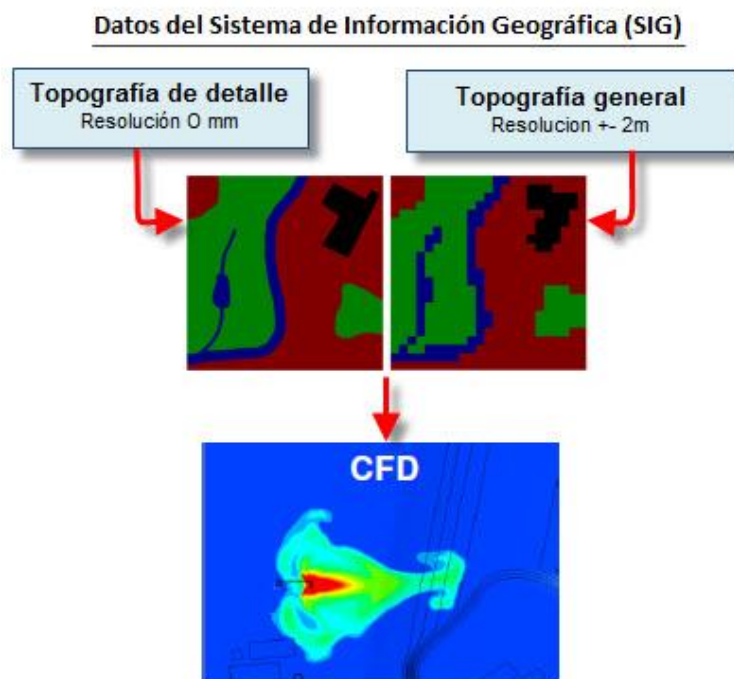


Figura 19: Modelo de dinámica de fluidos computacional (CFC)

El nivel y profundidad de estudio dependerá de las consecuencias y riesgos en caso de liberación, teniendo en cuenta el índice de población aledaña , la probabilidad de que se produzca una fractura y los condicionantes del entorno anteriormente mencionados (PIPEHAZCO2, 2012).

4 Situación en España

En España, desde el año 2004 se vienen realizando investigaciones sobre las técnicas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Ese mismo año, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y el Instituto Geológico y Minero Español (IGME) iniciaron un proceso de selección y cuantificación de las formaciones geológicas favorables para el almacenamiento, estimando una capacidad preliminar de las grandes cuencas sedimentarias españolas de unos 45-50Gt. En ese estudio no se incluyeron las cuencas de la plataforma continental ni otros yacimientos en áreas más deformadas (Medina, 2013).

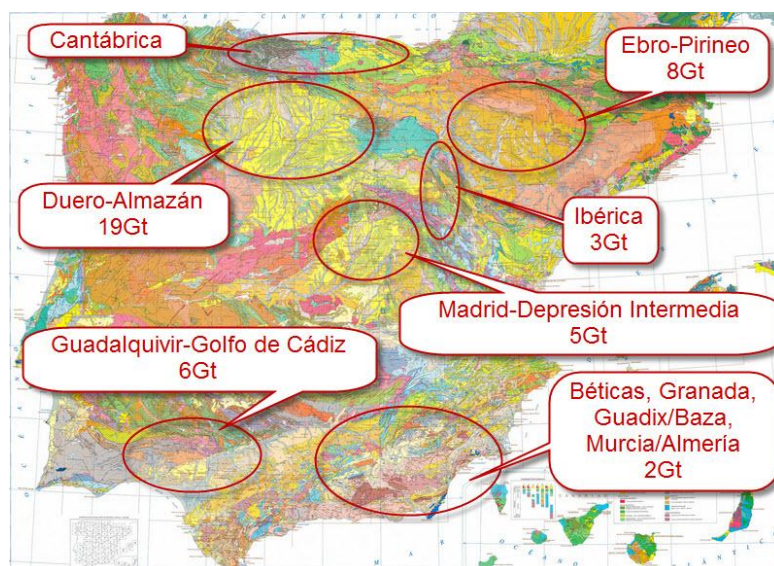


Figura 20: Mapa geológico con las capacidades teóricas de almacenamiento de CO₂ (IGME)

Actualmente se llevan a cabo los siguientes proyectos relacionados con la captura, transporte y almacenamiento de CO₂ en España (pteCO₂, 2014):

- **CARBOLAB:** En 2009 se inició el proyecto de investigación Carbolab para el aprovechamiento del metano (CH₄) y el almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂), con una inversión de más de cuatro millones de euros, que se está desarrollando en el pozo Montsacro (Asturias).

El objetivo es la creación de un laboratorio subterráneo para investigación, desarrollo tecnológico y demostración del secuestro de CO₂ en capas de carbón no explotadas. Se trata por tanto de acondicionar un lugar para la realización de todo tipo de ensayos

relacionados con la inyección de CO₂ y el desarrollo de modelos que ayuden a predecir el comportamiento de este gas una vez inyectado en la capa de carbón, así como la recuperación del metano preexistente en la misma.

- **COMPOSTILLA OXYCFB300:** Compostilla OXYCFB300 es un proyecto integral que incluye captura, transporte y almacenamiento de CO₂, cuyo principal objetivo es validar una tecnología de CAC flexible y competitiva a nivel industrial que permitirá renovar las actuales centrales térmicas de combustibles fósiles a partir de 2020.

El Proyecto Compostilla está cofinanciado por la Unión Europea en el marco del Programa Energético Europeo para la Recuperación y es uno de los seis proyectos de demostración seleccionados en 2009 por la UE para la construcción de plantas CAC en Europa. El proyecto se encuentra dividido en dos fases:

- **Fase I: Desarrollo Tecnológico (2009 - 2012):** incluye la construcción de tres plantas de desarrollo tecnológico (PDT) a escala piloto: de captura, de transporte y de almacenamiento de CO₂. Las PDT de captura y transporte de CO₂ se encuentran situadas en la localidad de Cubillos de Sil (León), mientras que la de almacenamiento está en Hontomín (Burgos). Esta fase también incluye el estudio y la caracterización geológica de un almacén de CO₂ seguro y adecuado a escala de demostración, el desarrollo del proyecto de demostración incluida la planta de captura, la estructura de los gaseoductos y la inyección, el proceso de realización y los estudios de ingeniería relacionados necesarios para garantizar el éxito de la segunda fase. Al final de la Fase I concluirá la toma de decisiones final sobre la inversión del Proyecto integrado de Demostración, basándose en los conocimientos y resultados obtenidos en esta etapa.
- **Fase II. Construcción de la Infraestructura del Proyecto de Demostración (2013 – 2015):** incluye la construcción de una planta de demostración de 300MW en la Central Térmica de Endesa Compostilla con su correspondiente infraestructura para el transporte y almacenamiento de CO₂ en una formación salina.

A continuación se detallan las tecnologías empleadas en el Proyecto Compostilla:

- **Captura:** en 2010 se finalizó la construcción de la planta de lecho fluido circulante (LFC) en oxidación (30MW), integrada con transporte y almacenamiento. La caldera LFC combinada con oxidación tiene varias ventajas, como el potencial para utilizar un amplio rango de combustibles, alta eficacia de combustión y bajas emisiones de NO_x, SO₂ y CO.
 - **Transporte:** en la Fase I, el CO₂ será transportado mediante camiones cisterna hasta la planta de desarrollo tecnológico de Hontomín (Burgos).
 - **Almacenamiento:** en Hontomín (Burgos), se está construyendo en una planta experimental, a escala geológica real, con tres pozos monitorizados para tecnologías de caracterización, monitorización, inyección, muestreo e ingeniería de almacenamiento. Se inyectarán menos de 100 000 toneladas de CO₂ en un acuífero salino en forma de domo a 1 500 metros de profundidad durante un período de 5 años.
- **LA PEREDA:** Este proyecto desarrollará la tecnología de captura de CO₂ mediante el uso de caliza como sorbente.
- En Mieres (Asturias) se ha construido una planta de 1,8MWt de demostración de captura de CO₂ en post-combustión de gases mediante la tecnología de carbonatación-calcinación (1,8MW).
- La planta consiste en dos reactores de lecho fluido circulante de 15 metros de altura interconectados. En el reactor de calcinación, la caliza se descompondrá en óxido de calcio y CO₂ altamente concentrado. El óxido de calcio se envía al reactor de carbonatación donde reacciona con los gases de combustión capturando el CO₂ para formar caliza nuevamente y evitar el vertido a la atmósfera.
- El proyecto está subvencionado dentro del Séptimo Programa Marco Europeo en el área de energía con un presupuesto superior a 6.8 millones de euros.
- **PISCO2:** Se ha puesto en marcha la nueva Planta de Inyección en Suelos de CO₂ (PISCO2) en Cubillos del Sil (León).
- Esta instalación estudiará los bioindicadores sensibles al dióxido de carbono, mediante los datos recogidos en las 18 celdas independientes que se han instalado en el terreno. En cada una de estas celdas, se introducirán suelos de diferentes zonas que reproducirán las especies vegetales y microorganismos de dichos emplazamientos.

Posteriormente, se inyectará el CO₂ desde tuberías microperforadas, situadas entre 1 y 2m de profundidad.

Los datos obtenidos en esta planta supondrán un referente seguro para los estudios de CO₂ de los centros de investigación y las universidades nacionales e internacionales.

- **PLANTA G.I.C.C.:** En 2010 se finalizó la instalación de una planta piloto de 14MWt en la central GICC de Puertollano. Es la primera central de gasificación integrada con ciclo combinado del mundo en poder demostrar que la tecnología de pre-combustión para la captura de CO₂ es viable conjuntamente con la producción de hidrógeno y de energía eléctrica, lo que sitúa a la tecnología GICC a la vanguardia de las tecnologías limpias del carbón.

Se han completado satisfactoriamente las pruebas de caracterización comprometidas en el proyecto que incluyen la afectación de eficiencia y costes de captura. Además, se sigue utilizando para actividades de investigación interna y otras colaboraciones.

Este proyecto ha sido subvencionado por el MICINN y la JCCM y es parte de la iniciativa española "Tecnologías avanzadas de conversión, captura y almacenamiento de CO₂".

- **CENITCO2:** El objetivo principal del proyecto CENITCO2 fue la investigación, desarrollo y validación de nuevos conocimientos y soluciones integradas para incrementar la eficacia de los procesos de reducción de las emisiones de CO₂, impulsando en España proyectos de investigación industrial que aceleren el desarrollo de tecnologías avanzadas para la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

Entre los resultados destacables se encuentran:

- La construcción de una planta experimental de 500kWt de captura de CO₂ en postcombustión por absorción química a través de aminas integrada en la central térmica de Compostilla (León). La planta permite tratar 800m³/h de gases de combustión y posee una capacidad de captura de 3-5 toneladas de CO₂ al día con eficiencias del 90 por ciento.
- La construcción de una planta experimental de captura de CO₂ durante la combustión de biomasa mediante la tecnología carbonatación –calcinación. Es una planta de 300kWt está conectada a la central térmica de La Robla, desarrollando el concepto de emisiones negativas (absorber emisiones de CO₂ producidas en la combustión de biomasa).

- La construcción de una planta experimental de captura de CO₂ por medio de microalgas, utilizando los gases reales de combustión de carbón de la Central de Litoral y agua de mar. Las microalgas además de fijar el CO₂ sirven de materia prima a partir de la que se pueden obtener productos energéticos como el biodiésel. La planta experimental tiene una superficie superior a los 1 000 m² y utiliza tecnología propia de Endesa gestada dentro del CENIT CO₂.

4.1 Estudio de fuentes

Para consultar las emisiones de dióxido de carbono a nivel nacional, podemos acudir al Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR España, 2014). En este registro se pone a disposición del público la información sobre las emisiones a la atmósfera, al agua y al suelo de las sustancias contaminantes y datos de transferencias de residuos de las principales industrias y otras fuentes puntuales y difusas, de acuerdo a lo establecido en la legislación internacional (Protocolo de Kiev y Convenio de Aarhus), europea (Reglamento E-PRTR) y nacional (Real Decreto 508/2007 y modificaciones posteriores). Puede consultarse información a nivel de complejo industrial o agregada por sectores de actividad, sustancias contaminantes, tipo de residuo y ámbito geográfico. Cabe destacar que la última información publicada corresponde al año 2012.

 Datos por complejo industrial	 Emisiones por sustancia contaminante
 Emisiones por actividad industrial	 Transferencias de residuos
 Transferencias de residuos por actividad industrial	 Búsqueda geográfica (mapa)
 Series cronológicas Complejos industriales	 Series cronológicas Emisiones
 Series cronológicas Residuos	

Figura 21: Opciones de búsqueda y consulta vía web del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR)

En nuestro caso, al realizar una búsqueda según emisiones por sustancia contaminante (dióxido de carbono), obtenemos un cuadro de información donde se nos comunica que hay

un total de 6 511 complejos en el registro, de los cuales 191 complejos tienen información pública con un total de 26 actividades distintas.

Si accedemos a los resultados a nivel nacional, podemos observar una tabla donde se muestra el total de emisiones de dióxido de carbono según comunidad autónoma (de los complejos y actividades con información de carácter público) cuyo total suma la cantidad de 131 617 915.027t/año de CO₂ en el año 2012.

A continuación se muestra un gráfico donde aparece la contribución de cada comunidad autónoma en tanto por ciento:

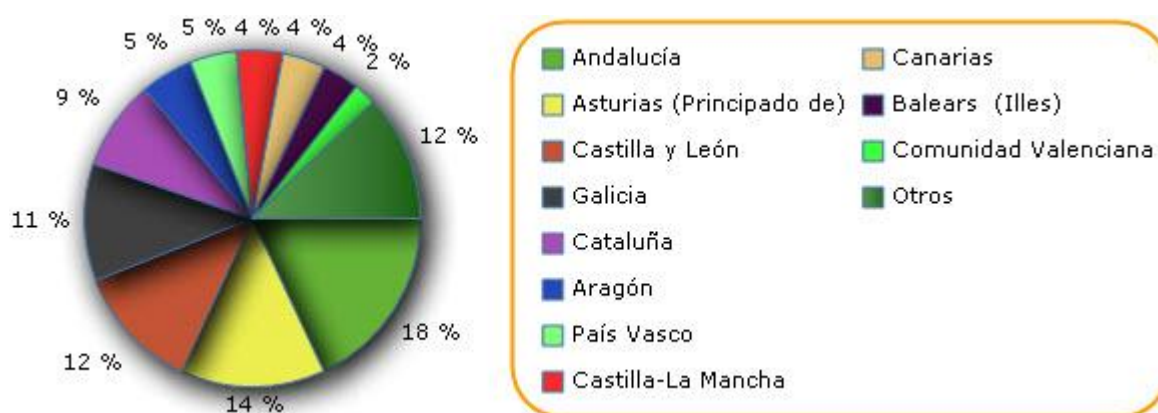


Figura 22: Total de emisiones de CO₂ por comunidades autónomas publicado en el PRTR (2012).

Si realizamos la búsqueda según sectores, podemos observar que el 59% de las emisiones de dióxido de carbono a nivel nacional corresponden con instalaciones de combustión de más de 50MW, tal como se muestra en la Figura 23.

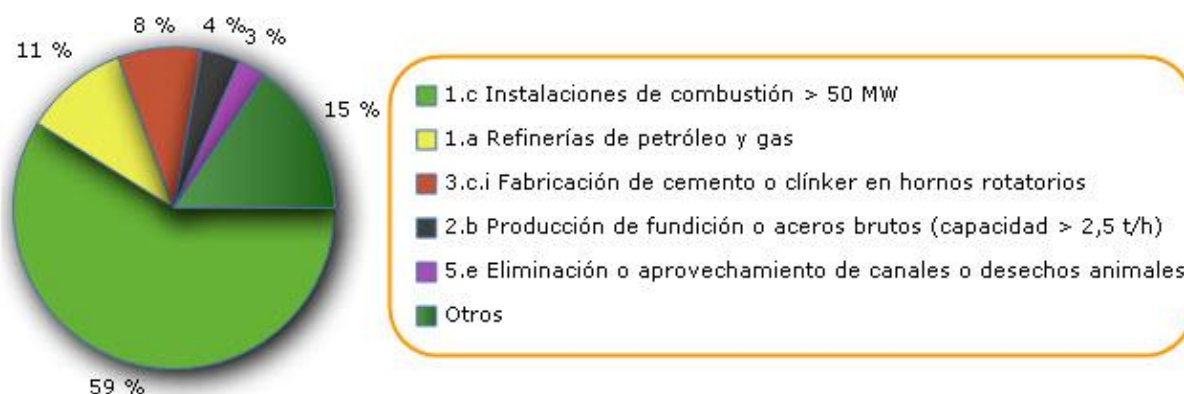


Figura 23: Total de emisiones de CO₂ por sectores publicado en el PRTR (2012).

Si realizamos la búsqueda según complejos, se nos proporciona un listado con el nombre de los 191 complejos con información pública y sus emisiones de dióxido de carbono en t/año. También puede visualizarse que cada complejo tiene asignado su propio código PRTR, el cual puede ser utilizado para realizar consultas sobre un complejo en concreto.

Según la consulta sobre emisiones totales de CO₂ en España puede observarse su disminución en el periodo 2007-2010 como consecuencia en gran parte a la minoración del ritmo industrial.

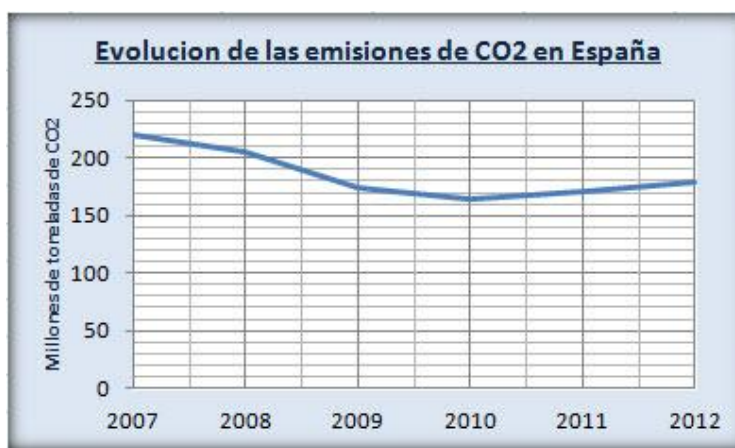


Figura 24: Evolución de las emisiones de CO₂ en España (2007-2012). Fuente PRTR-España.

La autoridad ambiental competente para recopilar la información PRTR de los titulares de los complejos industriales y validar o evaluar la calidad de los datos es designada por cada comunidad autónoma. De igual forma, y para aquellos casos en los que corresponda, la autoridad ambiental competente para otorgar la autorización ambiental integrada (AAI) es también designada por cada comunidad autónoma.

Los complejos industriales ubicados en las comunidades autónomas de Andalucía, Aragón, Cataluña, Castilla y León, Castilla la Mancha, Galicia y Navarra (a partir del año 2012) y País Vasco debieron notificar según los procedimientos establecidos en cada una de ellas. En el caso de la Comunidad Valenciana, a partir del 2012 comenzó a utilizar la herramienta de PRTR-España.

4.2 Estudio de estructuras

El almacenamiento geológico de CO₂ implica la localización de las formaciones geológicas adecuadas, capaces de almacenar grandes cantidades de CO₂ durante largos periodos de tiempo sin que exista ningún riesgo de escape y a un coste razonable. Los tipos de depósitos que se consideran aptos para llevar a cabo dicha inyección son las formaciones permeables profundas, los yacimientos de hidrocarburos (petróleo, gas) agotados o en vías de agotamiento y las capas de carbón profundas o de difícil explotación.

Uno de los estudios más importantes en búsqueda de estructuras potencialmente idóneas para el almacenamiento es enmarcado en el proyecto europeo **GeoCapacity** (Assesing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide), financiado por el VI Programa Marco de la UE, tuvo como objetivo principal la determinación de la capacidad europea para el almacenamiento geológico de CO₂. Se ha pretendido elaborar un sistema integrado europeo de centros de emisión de CO₂, infraestructuras de transporte y potenciales almacenes geológicos que posibilite la implementación, a nivel europeo, de la Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂ (CAC) como método de mitigación del efecto invernadero. El proyecto GeoCapacity ha tenido una duración de 4 años (1/01/2006 - 31/12/2009) y es continuación de proyecto Gestco (Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel) finalizado en 2003 en el que participaron ocho países entre los que no se encontraba España. Los estudios acometidos se centraron principalmente en los países del Este, Centro y Sur de Europa.

El proyecto europeo GeoCapacity contó con la representación española mediante la participación del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), como Organismo Público de Investigación (OPI), y de Endesa Generación, como socio industrial. Una vez identificado los focos de emisión a nivel nacional (>100 000 toneladas de CO₂ al año) y recopilada la información existente y disponible del subsuelo español (bibliografía, cartografía existente, sondeos profundos para petróleo, minería y aguas subterráneas, geofísica, etc.) procedente de muy diversas fuentes, los primeros trabajos orientados al establecimiento de una metodología para la estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ fueron llevados a cabo por el CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum).

El grado de caracterización del almacén influye en la precisión con que puede determinarse la capacidad de almacenamiento de una formación en un determinado emplazamiento. A

continuación se muestra una figura en la que se relaciona la caracterización de la capacidad de almacenamiento según el esquema clásico de recursos-reservas:



Figura 25: Fases del estudio de capacidad de almacenamiento según el esquema clásico recursos-reservas.

Una de las conclusiones del estudio es que las mayores posibilidades de almacenamiento geológico en España (IGME,2005) se centran en las formaciones profundas con agua salada, dada la gran extensión de las cuencas sedimentarias del país, estimándose que dichas formaciones pueden llegar a albergar grandes cantidades de CO₂ de una manera segura y permanente.

Para el cálculo de la capacidad de almacenamiento en acuíferos salinos profundos se utilizó la ecuación siguiente:

$$M_{CO_2} = A \cdot h \cdot \varphi \cdot \rho_{CO_2} \cdot S_{eff}$$

Ecuación 12: Capacidad de almacenamiento de CO₂ (IGME)

donde:

M_{CO₂}: Capacidad de almacenamiento de CO₂ (t)

S_{eff}: Coeficiente de almacenamiento (estimado o conocido)

A: Área del acuífero regional o de la estructura (m²)

H: Potencia neta de la formación almacén (m)

φ: Porosidad media del almacén (%)

ρ_{CO₂}: Densidad del CO₂ en condiciones del almacén (t/m³)

Los primeros resultados de dichas estimaciones sitúan la capacidad teórica de almacenamiento de CO₂ en las formaciones salinas profundas de las cuencas españolas en una cifra en torno a 45GT. Esta cifra resulta atractiva, ya que supone poder almacenar durante 85-100 años el total de emisiones actuales de CO₂ en España, contribuyendo de forma importante a los objetivos de estabilización de concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono (Zapatero Rodríguez, Suárez Díaz, Arenillas González, Marina Rojo, Catalina Nita, & Martínez Orío, 2009).

Otro de los estudios más importantes a nivel de caracterización de estructuras potencialmente idóneas para el almacenamiento de CO₂ es el desarrollado por el IGME en el programa Geología del subsuelo y Almacenamiento geológico de CO₂, que se ha plasmado, durante los años 2009 – 2010 en el denominado “Plan de selección y caracterización de áreas y estructuras favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en España”, **Plan ALGECO2**. El plan ha recibido apoyo financiero del “Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y el Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras IRMC”, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, MITYC.

Los datos y conclusiones del proyecto han dado como resultado una aplicación de consulta a la que se puede acceder desde la propia página web del Instituto Geológico y Minero Español (www.igme.es/infoigme/aplicaciones/algeco2).



Figura 26: Vista de la aplicación ALGECO2.

Como puede observarse en la Figura 26, podemos realizar nuestra consulta eligiendo fase regional o fase local, eligiendo el tipo de proyecto (geología, geofísica, sondeos, ...), seleccionando la zona (Cadena Cantábrica y Cuenca del Duero, Cadena Ibérica y Cuencas del Tajo y del Almazán, ...) y eligiendo el tipo de información según tema que queremos visualizar (Cortes geológicos de la estructura objeto de estudio, mapas de favorabilidad/fiabilidad, modelo de la estructura en 3D, ...). A su vez, podemos realizar una selección espacial concretando la comunidad, provincia, municipio u hoja (1:50 000) en la que queremos encontrar los mapas.

4.3 Legislación

En España, la Ley 40/2010 de 29 de diciembre relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono incorpora la Directiva 2009/31/CE al ordenamiento jurídico español.

El texto recoge los elementos esenciales del régimen jurídico basado en el permiso de investigación y la concesión de almacenamiento. Ambos son otorgados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe favorable del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Además, será preceptivo un informe de la Comunidad Autónoma en la que se encuentre el lugar de almacenamiento.

El permiso de investigación se otorgará en aquellos casos en los que sea necesario una exploración con el fin de conocer la capacidad de almacenamiento de un emplazamiento determinado y conferirá el derecho exclusivo a investigar dicha área. La validez del permiso no excederá los 6 años, si bien el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá prorrogarlo por un periodo máximo de 3 años.

En relación a las concesiones de almacenamiento, los puntos principales son:

- La concesión de almacenamiento confiere a sus titulares el derecho a explotar en exclusiva un almacenamiento por un periodo de 30 años prorrogable por dos periodos sucesivos de 10 años.
- La aprobación de la concesión de almacenamiento conllevará la declaración de utilidad pública o interés social de los terrenos suprayacentes que resulten necesarios para el establecimiento de las instalaciones de inyección.
- El titular de la concesión tendrá la obligación de realizar un plan de seguimiento continuo de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento. Por su parte, las Comunidades Autónomas llevarán a cabo un sistema de inspecciones rutinarias de las instalaciones.
- El objeto de almacenamiento deberá estar mayoritariamente compuesto por dióxido de carbono, por lo que no se podrá añadir al flujo de CO₂ ningún residuo o sustancia con el objeto de su eliminación.
- Una vez transcurrido el plazo de la concesión, el titular procederá al cierre conforme a lo establecido y la responsabilidad sobre el emplazamiento pasará a ser del Estado.

En cuanto al transporte, dentro de la Ley encontramos el capítulo IV el cual regula el acceso de terceros a la red de transporte y a los lugares de almacenamiento, que debe ser transparente y no discriminatorio, estableciendo los criterios básicos para garantizar este acceso. El Consejo de Ministros adoptará, a propuesta del Ministerio de industria, Energía y Turismo, las medidas necesarias para garantizar el acceso de los usuarios potenciales a las redes de transporte y a los lugares de almacenamiento. Asimismo contempla la resolución de posibles conflictos, tanto nacionales como transfronterizos.

A efectos de difusión y acceso a la información, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo creará y mantendrá un registro de las concesiones de almacenamiento concedidas y un registro permanente de todos los lugares de almacenamiento cerrados y de los complejos de almacenamiento circundantes.

4.4 Comercio de derecho de emisiones

El sistema de derechos de emisión (EU Emissions Trading System (EU ETS), 2014) es una estrategia de la Unión Europea creada en el año 2005 (Directiva 2003/87/CE, transpuesta al ordenamiento jurídico español por la Ley 1/2005) con el objetivo de reducción de las emisiones de forma rentable asumiendo los compromisos de acuerdo con el protocolo de Kyoto. Cubre, en los 27 Estados miembros, las emisiones de CO₂ de las siguientes actividades: centrales térmicas, cogeneración, otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20MW (calderas, motores, compresores...), refinerías, coquerías, siderurgia, cemento, cerámica, vidrio y papeleras. El comercio de derechos de emisión actúa como instrumento de mercado, mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue un beneficio medioambiental: Que un conjunto de plantas industriales reduzcan colectivamente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera (Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, 2014).

El principio de funcionamiento reside en que cada Estado miembro asigne un determinado número de derechos a cada foco emisor. Aquellos que mantienen sus emisiones por debajo de sus límites establecidos pueden vender sus excedentes al precio que determine el mercado en cada momento, y aquellos que no son capaces de mantener sus emisiones dentro de su límite de asignación deben elegir entre dos opciones: tomar medidas para la reducción de emisiones o comprar derechos adicionales.

Los elementos básicos de un esquema de comercio de derechos de emisión son, típicamente:

- **Autorización de emisión:** Permiso otorgado a una instalación afectada por el régimen de comercio de derechos de emisión determinada que la autoriza a emitir gases a la atmósfera. No se puede comprar ni vender.

- **El derecho de emisión:** Es el derecho a emitir, desde una instalación afectada por este régimen, una determinada cantidad de gases a la atmósfera. El derecho de emisión es transferible: se puede comprar o vender.
- **Techo de emisiones:** Es el volumen total de derechos de emisión que se ponen en “circulación”. El techo se sitúa por debajo de lo que correspondería a un escenario de emisiones tendenciales. Determina el objetivo medioambiental, y da valor económico al derecho de emisión al crear escasez.
- **Asignación de derechos:** Mecanismo por el que se reparten los derechos de emisión entre las instalaciones afectadas. Puede hacerse de forma gratuita, mediante subasta, etc.
- **Cumplimiento:** Las instalaciones afectadas por el comercio de derechos de emisión deben entregar una cantidad de derechos de emisión equivalente a las emisiones reales producidas. No se establecen límites de emisión individuales, pero sí un límite global y la citada obligación de cubrir las emisiones con derechos.
- **Seguimiento de las emisiones:** Las instalaciones sujetas al comercio de derechos de emisión deben llevar un control de sus emisiones, con objeto de que se pueda determinar qué cantidad de derechos de emisión deben entregar.
- **Registro de derechos:** Un registro electrónico que sirve para llevar la contabilidad de los derechos de emisión en circulación: cuántos hay y a quién pertenece

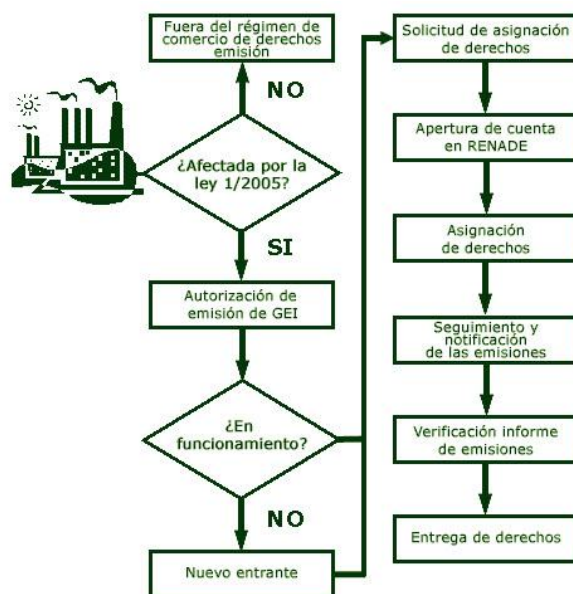


Figura 27: Esquema explicativo sobre el funcionamiento del comercio de derechos de emisión

Si bien la cotización durante los primeros años alcanzó y llegó a superar los 30€/t CO₂ (mayo 2006, fuente CE), durante los últimos años el coste ha descendido a niveles inferiores a los 10€/t CO₂. En el gráfico que se muestra a continuación (Figura 28) se recoge la evolución del Derecho de Emisión (SENDECO2, 2014) desde el año 2008 hasta el día 10 de junio:

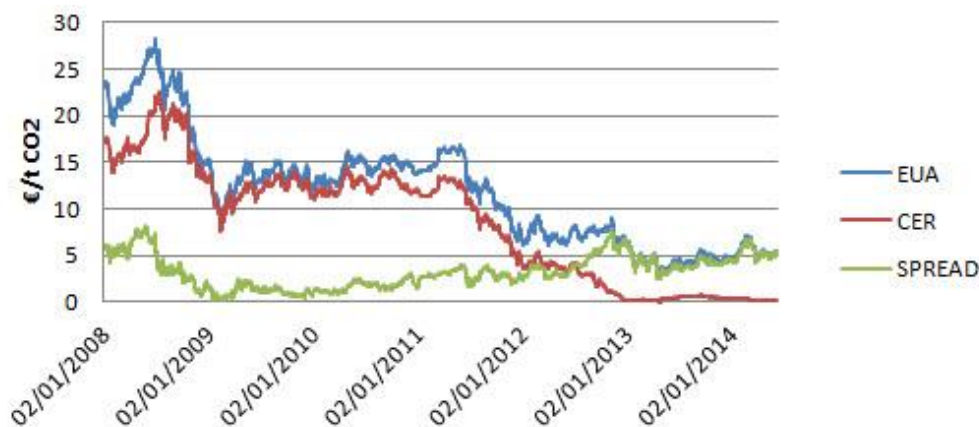


Figura 28: Evolución del coste del permiso de emisión de CO₂ 2012-2014

- **EUA:** European Union Allowance; Derecho de emisión EU.
- **CER:** Certified Emission Reductions; créditos de CO₂ generados por proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), de acuerdo al Protocolo de Kioto.
- **SPREAD:** Diferencia de precio entre el Derecho de emisión (EUA) frente a los créditos generados por MDL (CER).

La explicación de la evolución del coste del Derecho, viene influenciada por la crisis económica, ya que todos los sectores regulados por la Directiva Europea 2003/87/CE han reducido sus emisiones excepto el sector del transporte.

Con ello, existe un exceso de Derechos de Emisión otorgados de forma gratuita, mediante los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión (PNA o PNADE), que hace que el precio del Derecho haya bajado de forma significativa (AVANZACO2, 2014).

5 Caso concreto de estudio. Aplicación a la Cuenca del Duero.

La cuenca del Duero está localizada en el macizo Hespérico, en el cuadrante NO de la Península Ibérica, siendo la cuenca cenozoica de mayor extensión (en torno a 50 000km²) y una altitud promedio de unos 700m sobre el nivel del mar.

Geológicamente se define como una cuenca intraplaca de evolución compleja que empezó a definirse a finales del Cretácico, debido posiblemente a la reactivación de los sistemas tardihercínicos de fracturas, en la que se distinguen varios sectores con características tectosedimentarias propias.

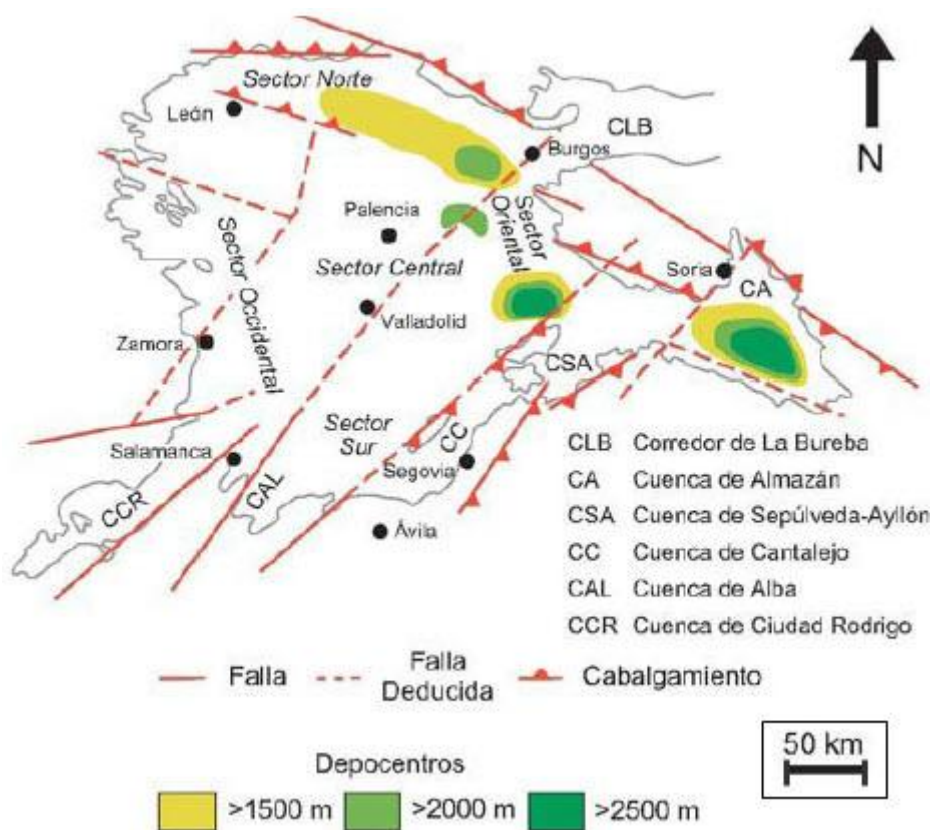


Figura 29: Situación de los sectores diferenciados en la Cuenca del Duero y principales cuencas que configuran la principal. Principales alineaciones observadas y relación con las áreas de máxima acumulación de sedimentos. (IGME, 2004)

En la mayor parte de la extensión de la cuenca del Duero la potencia del relleno terciario es demasiado escasa para que alguna posible formación almacén terciaria pueda encontrarse a una profundidad adecuada, entre 800 y 2 500m. Solamente en el sector oriental (incluida la

cuenca de Almazán) y en parte del sector septentrional el espesor es suficiente para considerar dicha posibilidad.

5.1 GvSIG. Software utilizado para el estudio

Un SIG (en inglés GIS, siglas de Geographical Information System) es una herramienta informática diseñada para el almacenamiento, visualización, gestión y análisis de información geográfica, es decir de información que está ligada a una referencia geográfica dada. Los SIG asocian informáticamente y de forma conjunta la situación espacial de los elementos y la información temática asociada a ellos, es decir las características o los atributos de dichos elementos. Podemos trabajar a la vez con ambos tipos de información, espacial y temática, y este debe ser capaz de integrar, almacenar, editar, analizar y compartir los datos, además de presentar los resultados obtenidos. Los SIG gestionan, por tanto, bases de datos gráficos y alfanuméricos vinculadas entre sí e integran funciones típicas de las bases de datos (consultas, análisis estadísticos, etc.) con las propias de la cartografía digital (visualización, análisis geográfico, etc.). Cada elemento gráfico, por ejemplo una parcela, está asociado por un identificador común a los atributos que le corresponden (referencia, propietario, tipo, uso, etc.) de forma que accediendo al elemento se localizan sus atributos y viceversa.

Los primeros SIG aparecieron en la década de los 70. Su tecnología ha evolucionado a un ritmo similar al de las ciencias que permiten estudiar la Tierra (Cartografía, Teledetección, Fotogrametría, Topografía, GPS, etc.) todas ellas impulsadas por el rápido desarrollo de la informática y las telecomunicaciones y, en la actualidad, es difícil encontrar un campo de actividad profesional o científico en el que no sean de utilidad. También es habitual emplear algunas de sus aplicaciones, como los callejeros o los navegadores, en nuestra vida diaria.

El origen de GvSIG se remonta al año 2004, en el seno del proyecto de migración a software libre de los sistemas informáticos de la Consellería de Infraestructuras y Transporte (CIT) de la Generalitat Valenciana. Inicialmente nace con unos objetivos acordes a las necesidades de la CIT. Estos objetivos se ven rápidamente ampliados, fruto por un lado de la naturaleza del software libre -que facilita enormemente la expansión de la tecnología, del conocimiento y establece las bases sobre la que constituir una comunidad- y por otro de un visión de proyecto materializada en unas líneas de demarcación y un plan acorde para llevarlas a cabo.

Actualmente la Asociación para la Promoción de la Geomática Libre y el desarrollo de GvSIG es la responsable de la sostenibilidad del proyecto GvSIG. La Asociación GvSIG es

una asociación sin ánimo de lucro que engloba a las principales organizaciones impulsoras del proyecto GvSIG. En torno a los valores democráticos y solidarios propios del Software Libre, la Asociación GvSIG plantea el desarrollo de un nuevo modelo de negocio basado en la Cooperación y el Conocimiento compartido donde parte del beneficio generado revierta en el fortalecimiento del Proyecto GvSIG.

El programa GvSIG está orientado al manejo de información geográfica. Se caracteriza por una interfaz amigable y sencilla, con capacidad para acceder ágilmente a los formatos más usuales (ráster y vectoriales). GvSIG además es capaz de integrar datos en una vista, tanto locales como remotos, a través de un origen WMS (Web Map Service), WFS (Web Feature Service,) WCS (Web Coverage Service) o JDBC (Java Database Connectivity).

Está orientado a usuarios finales de información geográfica, profesionales o personal de Administraciones Públicas (Ayuntamientos, Diputaciones, Consejerías o Ministerios).

También resulta de especial interés para los ambientes universitarios, debido a su componente I+D+I (Investigación + Desarrollo + Innovación). La aplicación es de código abierto, con licencia GPL (General Public License o licencia pública general) y gratuita. Se ha hecho especial hincapié desde sus inicios, en que GvSIG sea un proyecto extensible, de forma que los desarrolladores puedan ampliar las funcionalidades de la aplicación fácilmente, así como desarrollar aplicaciones totalmente nuevas a partir de las librerías utilizadas en GvSIG (siempre y cuando cumplan la licencia GPL).

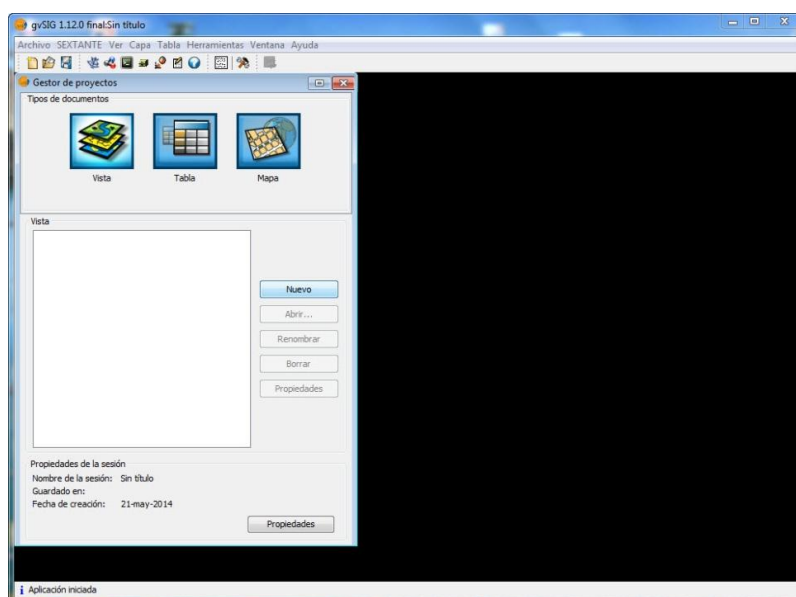


Figura 30: Interfaz principal de la versión utilizada en el estudio (GvSIG 1.12)

La gran mayoría de capas utilizadas en el estudio provienen del Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG) perteneciente al Instituto Geográfico Nacional (Instituto Geográfico Nacional, 2014), que proporciona un sitio web para descargar gratuitamente ficheros de información geográfica digital generada por el IGN, siempre y cuando esta información sea accesible según lo establecido en la Orden FOM/956/2008 de 31 de marzo (BOE de 8 de abril de 2008), por la que se aprueba la política de difusión pública de la información geográfica generada por la Dirección General del Instituto Geográfico Nacional.

Dentro del catálogo ofrecido en el “Centro de Descargas” del sitio web mencionado, ha sido utilizados los ficheros **BTN100** pertenecientes a la zona de estudio.

Los ficheros BTN100 (base topográfica nacional en escala 1:100 000) se disponen en formato shapefile, con estructura y formato adaptados a su explotación mediante sistemas de información geográfica (GvSIG en nuestro caso). Alberga datos topográficos y temáticos, y es capaz de servir como soporte tanto a consultas geográficas como a la producción de productos cartográficos. Está disponible para la descarga como un SIG continuo para toda España y también dividida por provincias mostrándose la información por capas temáticas (Entidades Administrativas, Hidrografía, Edificaciones y núcleos urbanos, Vías de comunicación, conducciones, puntos de control). El sistema geodésico de referencia es el ETRS89 y las coordenadas geográficas longitud y latitud están sin proyección cartográfica.

Todo el trabajo ha sido realizado en el sistema de referencia ED50 de coordenadas proyectadas UTM por lo que ha sido necesario el reproyectar las capas para ejecutar el cambio de sistema de referencia, según los siguientes códigos:

Tabla 13: Códigos utilizados por los Sistemas de Referencia.

EPSG	ETRS89	ED50
Sistemas No Proyectados Coordenadas Geográficas (Latitud-Longitud)	4258	4230
Sistemas Proyectados Coordenadas UTM (UTMX, UTM Y)	25830	23030

5.2 Fuentes caso de estudio

En este caso, las centrales de generación eléctrica seleccionadas para el estudio son cuatro: CT. Compostilla, CT. Anllares, CT. La Robla y CT. Velilla. Como puede observarse en la Figura 31, las tres primeras se sitúan en la provincia de León y la última se encuentra en la provincia de Palencia.

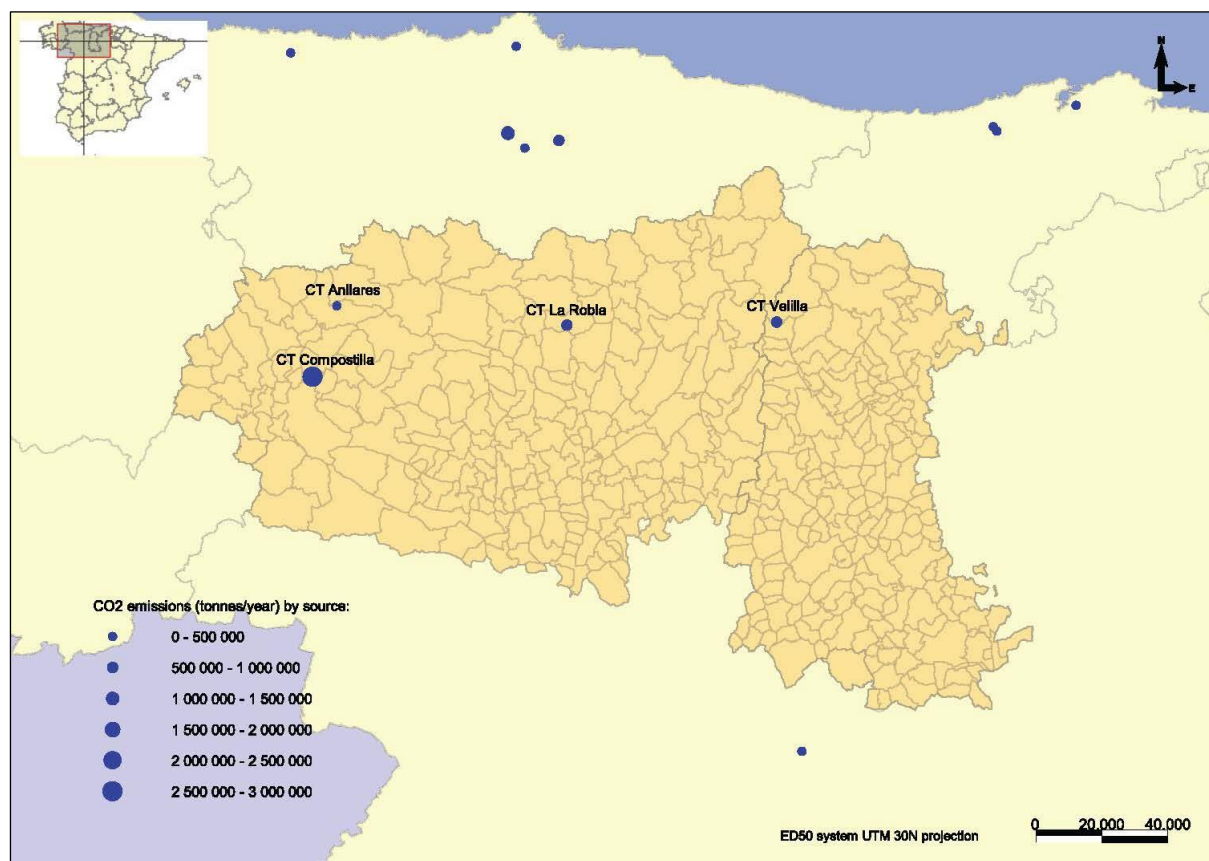


Figura 31: Distribución espacial y volúmenes de emisión de CO₂ de las centrales térmicas elegidas para el estudio.

Cabe destacar que el volumen de emisiones recogidas para el estudio, corresponden con las emisiones del año 2009. Hasta este año no había ningún fomento a que las centrales térmicas consumieran carbón autóctono pero la Comisión Europea autorizó a fecha del 29 de septiembre de 2010 la concesión de compensaciones hasta este mismo año (2014) a las compañías eléctricas que utilicen carbón autóctono para cumplir con la obligación de seguridad del servicio público.

A continuación se muestra una tabla de los datos recogidos para el estudio de estas fuentes, así como sus niveles de emisión de CO₂ a la atmósfera:

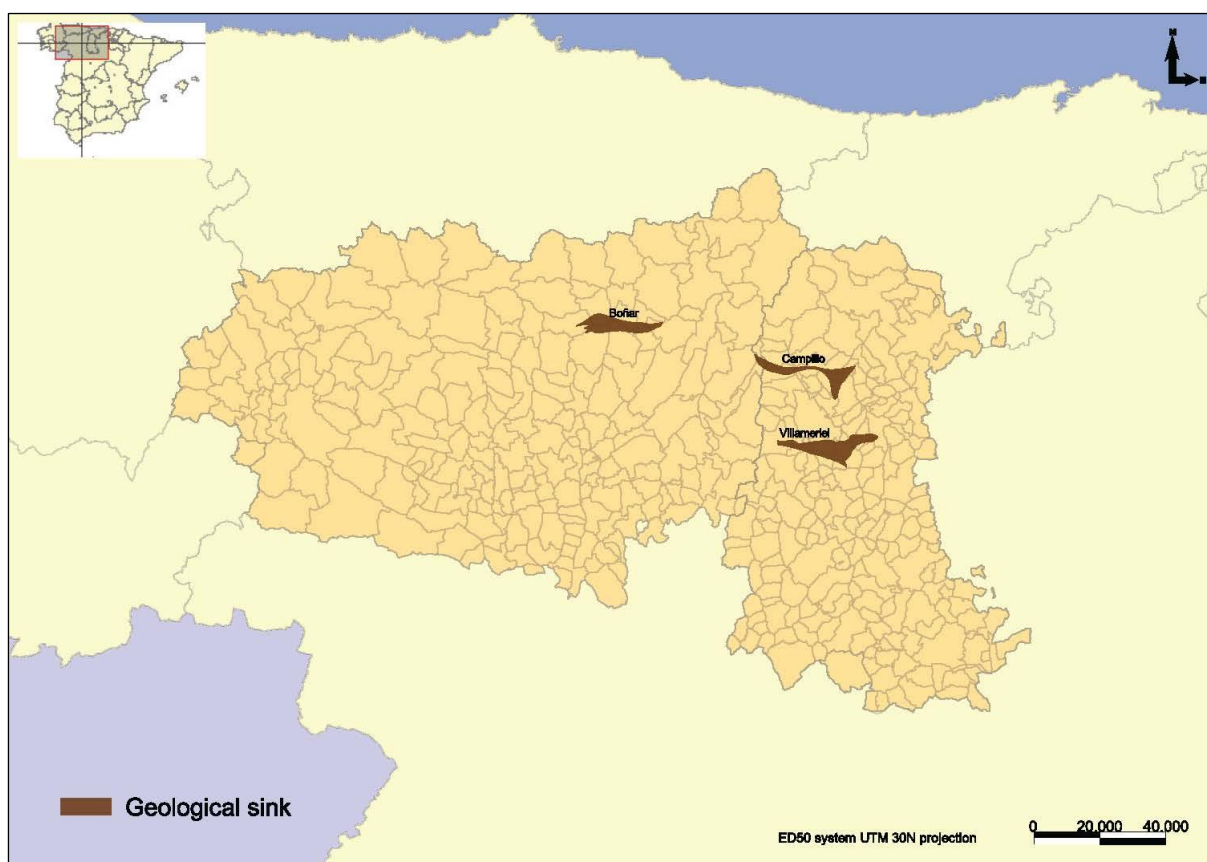
Tabla 14: Datos acerca de las fuentes de emisión elegidas para el estudio.

Nombre del Complejo	Empresa	Actividad	Municipio	Provincia	latitud	longitud	t/año	ktCO ₂ /año
CT. De Anllares	UNION FENOSA GENERACION-	Generación de electricidad (Carbón)	Páramo de sil	León	42.82384	-6.48575	275 000	275
CT. La Robla	UNION FENOSA GENERACION	Generación de electricidad (Carbón)	La Robla	León	42.79456	-5.631351	744 000	744
CT. De Velilla	IBERDROLA GENERACION, S.A.U	Generación de electricidad (Carbón)	Velilla del río carrión	Palencia	42.81826	-4.854434	928 000	928
CT. Compostilla	ENDESA GENERACIÓN, S.L.	Generación de electricidad (Carbón)	Cubillos del sil	León	42.62746	-6.56333	2 640 000	2640

Según se observa, el mayor volumen de emisión lo genera la CT. Compostilla con un total de 2 640 000t/año, seguida de Velilla, La Robla y Anllares, con volúmenes de emisiones por debajo del millón de toneladas al año.

5.3 Estructuras caso de estudio

Las estructuras geológicas susceptibles de actuar como almacén de CO₂ seleccionadas para este estudio son tres: estructura Boñar, estructura Campillo y estructura Villameriel.

Figura 32: Distribución espacial de la estructuras geológicas almacén de CO₂.

Toda la información recopilada proviene de la aplicación ALGECO2, mencionada anteriormente, que corresponde al “Plan de selección y caracterización de áreas y estructuras favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en España”. A continuación se recogen los parámetros fundamentales para caracterizar una estructura geológica con fines de almacenamiento de CO₂. Como puede observarse, los datos recogidos por el estudio corresponden tanto a la formación almacén, a la formación sello como a la capacidad de almacenamiento máxima estimada:

Tabla 15: Parámetros y características de las estructuras geológicas almacén en el caso de estudio.

ESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO	BOÑAR	EL CAMPILLO	VILLAMERIEL
PROVINCIA	León	León	Burgos
ÁREA DEL CIERRE (Km ²)	81.53	74.41	108.4
FORMACIÓN ALMACÉN (FA)			
PROFUNDIDAD TECHO (m)	874	2 741	2 349
POTENCIA (m)	151	151	151
ESPESOR ÚTIL (%)	70	80	60
PERMEABILIDAD INTRÍNSECA DE FA (mD)	10 ⁻¹⁰ ²	10 ⁻¹⁰ ²	10 ⁻¹⁰ ²
POROSIDAD MEDIA (%)	16	16	14
FORMACIÓN SELLO (FS)			
POTENCIA (m)	150	130	150
LITOLOGÍA	Arcilla	Arcilla	Arcilla
PERMEABILIDAD INTRÍNSECA DE FS (mD)	10 ⁻³ -10 ⁻²	10 ⁻³ -10 ⁻²	10 ⁻³ -10 ⁻²
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO MÁXIMA ESTIMADA (MTM CO₂)			
V.T.R (Mm ³)	9 131	5 213.6	7 074
% ALMACÉN NETO	70	80	60
POROSIDAD %	16	16	14
DENSIDAD DE CO ₂ Kg/m ³	550	660	665
COEF. EFICIENCIA (seff)	0,3	0,3	0,3
MTM CO ₂	168.74	132.13	118.55

El cálculo de la capacidad de almacenamiento máxima estimada (en este caso en millones de toneladas métricas) se calcula según:

$$MTM_{CO_2} = V \cdot A_n \cdot \varphi \cdot \rho_{CO_2} \cdot S_{eff}$$

Ecuación 13: Capacidad de almacenamiento de CO₂ (ALGECO2)

donde:

MTM_{CO₂}: Capacidad de almacenamiento de CO₂ (Millones de toneladas métricas).

V: Volumen total de Roca (m³).

An: Almacén neto (%).

φ: Porosidad media del almacén (%).

ρ_{CO₂}: Densidad del CO₂ en condiciones del almacén (kg/m³).

S_{eff}: Coeficiente de almacenamiento.

Es importante destacar que aunque los datos proporcionados por el proyecto ALGECO2 son más recientes, alguna de las estructuras como es el caso de la estructura de almacenamiento Boñar no concuerda con los datos obtenidos por el proyecto GeoCapacity para la Cuenca del Duero:

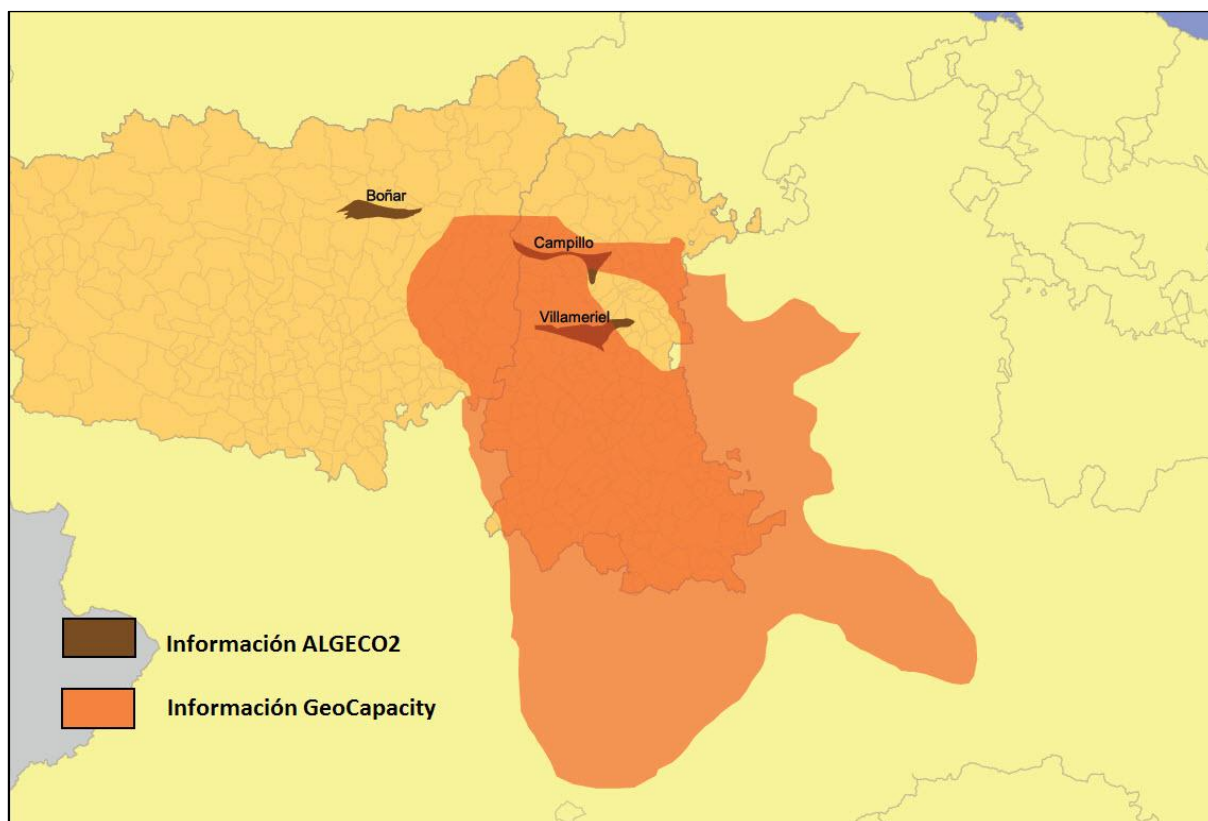



Figura 33: Información sobre las estructuras de almacenamiento proporcionada por los proyectos ALGECO2 y GeoCapacity

Este hecho requiere un estudio más profundo de la estructuras de almacenamiento así como de los puntos de inyección de cada una de ellas. En nuestro caso el estudio se centra sobre la evaluación y análisis de diferentes trazados de tubería para conectar fuentes de emisión y

estructuras de almacenamiento, por lo que este dato (aunque debe ser advertido) no afecta a los resultados.

Las estructuras incluidas en el estudio han sido georreferenciadas y digitalizadas para su posterior uso en el software GvSIG. Cuando se pretende representar en un sistema de información geográfica un punto de coordenadas X e Y, es imprescindible conocer los parámetros que definen el sistema de coordenadas que se haya empleado: Sistema de referencia o Datum (modelo físico elegido para representar la tierra) y Proyección cartográfica (la transformación empleada para la transformación de coordenadas geográficas de la superficie de referencia a coordenadas planas. Como ambos están estrechamente unidos es corriente utilizar simplemente el término de proyección.

Georreferenciar consiste en dotar de coordenadas – en una proyección determinada – a una imagen determinada, aplicando una transformación. Esta transformación puede ser afín o polinómica. Este proceso requiere la búsqueda de puntos de coordenadas conocidas, conocidos como puntos de apoyo, que sean fácilmente localizables en la imagen a georreferenciar. El número mínimo de estos puntos va a depender del tipo de transformación matemática que se vaya a realizar: en la transformación afín el mínimo de puntos serán 3, en la polinomial de segundo grado serán 6 y en la de tercer grado serán como mínimo 10.

En primer lugar añadimos la imagen con formato ráster a la Vista en la que vamos a trabajar. Debemos hacer clic sobre el icono “transformaciones geográficas” y posteriormente en el icono de “georreferenciación” . A continuación aparecerá una nueva ventana (Figura 34) en la que debemos introducir los ajustes generales de nuestra georreferenciación:

- Tipo de georreferenciación: utilizaremos cartografía de referencia.
- Fichero a georreferenciar: en nuestro caso son mapas en proyección UTM huso 30N ED50, elaborado por el consultor GESSAL para el proyecto ALGECO2.
- Tipo de transformación: afín o polinómica. Elegiremos la primera.
- Tipo de interpolación o de muestreo: vecino más próximo, bilinear o bicúbica. Influye en el nivel de detalle de la imagen final. El efecto de pixelado es mayor en la interpolación por vecino más próximo. Como se ha mencionado, utilizaremos la transformación afín.

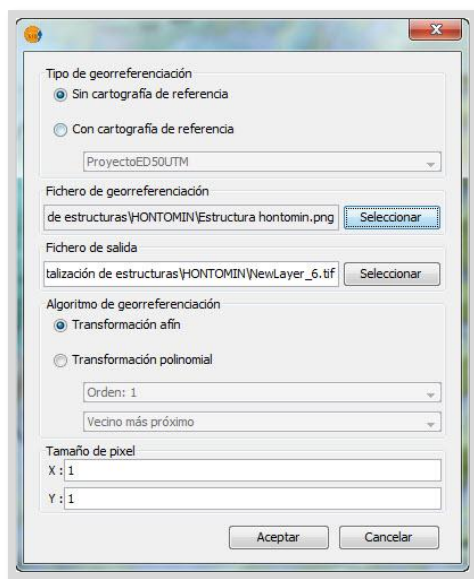


Figura 34: Ajustes georreferenciación GvSIG 1.12.

Al aceptar los ajustes generales aparece la interfaz de georreferenciación (Figura 35) que consta de las siguientes tres partes:

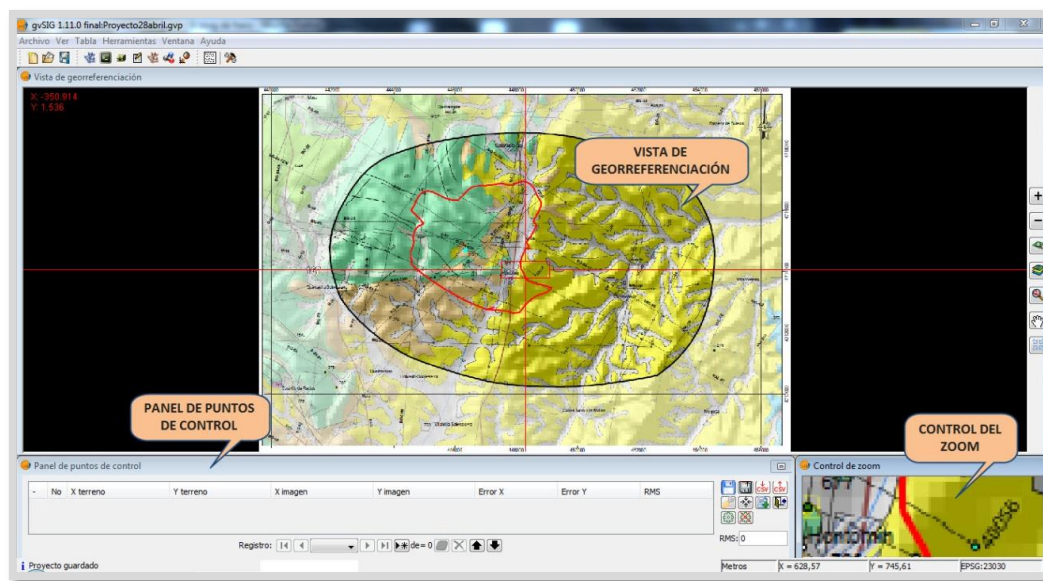



Figura 35: Interfaz de georreferenciación. Vista de georreferenciación, panel de puntos de control y control del zoom.

Para crear el primer punto de control haremos clic sobre el icono nuevo: . A continuación situaremos la mira roja de la ventana “vista de georreferenciación” sobre el cruce de las dos líneas perfectamente descritas por sus coordenadas, y finalmente haremos clic sobre el cruce

de ambas líneas en la ventana “control del zoom” para poder ajustar con mayor precisión, de acuerdo a la siguiente imagen:

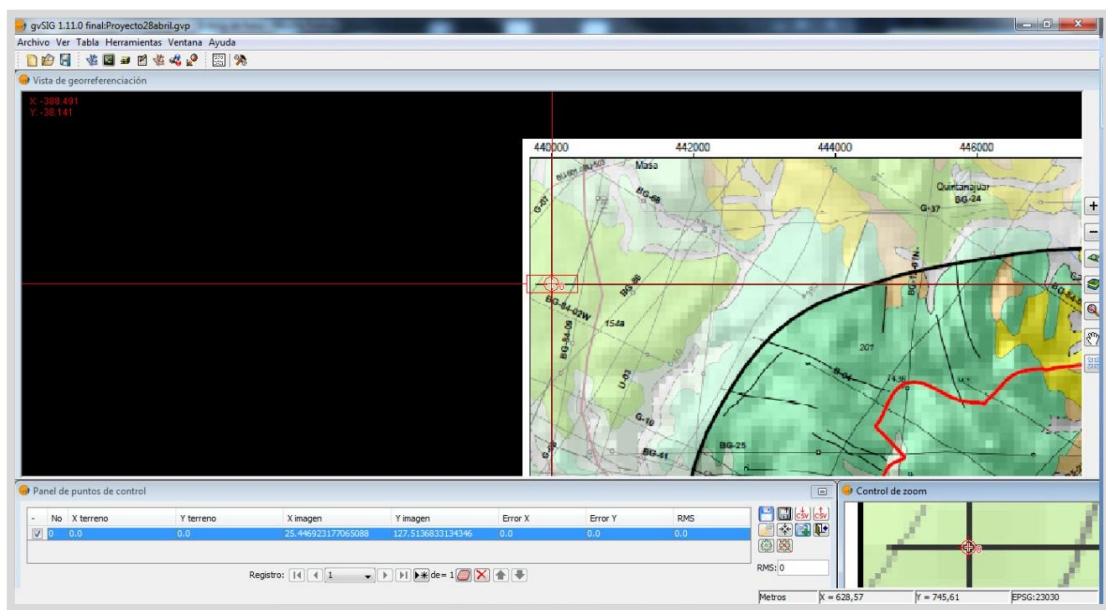



Figura 36: Creación de puntos de control para la georreferenciación de un mapa.

A continuación introduciremos las coordenadas X e Y del terreno en la ventana “Panel de puntos de control”, según las coordenadas del mapa (en nuestro caso el primer punto tiene como coordenadas $x=440000$, $y=4718000$.)

Ejecutaremos estos pasos hasta tener un mínimo de tres puntos de control (ya que hemos optado por una transformación de tipo afín). En nuestro caso hemos usado cuatro puntos. Podemos observar el error medio cuadrático en el momento en el que hayamos añadido un mínimo de dos puntos, y en el caso de que este tenga un valor inaceptable recalcularemos los puntos de control.

Cuando tengamos los suficientes puntos de control, ejecutaremos el test de georreferenciación pulsando en el icono:  y posteriormente finalizaremos el test haciendo clic sobre el icono:



. Saldremos de la herramienta de georreferenciación pulsando sobre .

Una vez georreferenciada una imagen podemos proceder a su digitalización para convertirla en una capa de tipo puntos, lineal o polígono; en función del tipo de estructura o figura a digitalizar.

En nuestro caso vamos a digitalizar una superficie por lo que crearemos una nueva capa de tipo polígono. Para ello debemos pulsar sobre “vista/Nueva capa/Nuevo SHP”, nombraremos la capa como “Estructura” y seleccionaremos la opción “Tipo Polígono” (Figura 37).

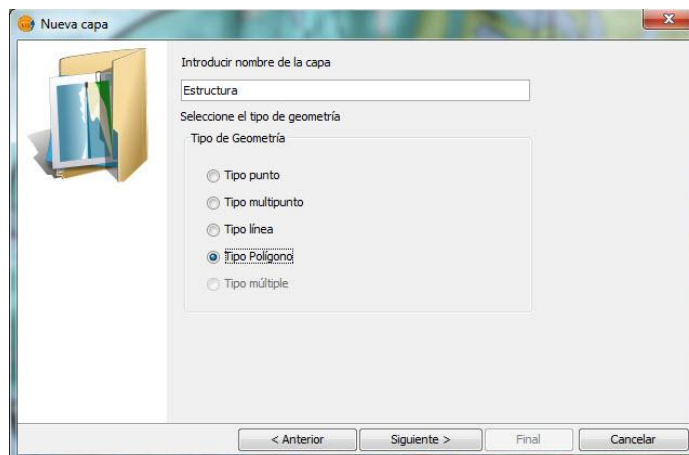


Figura 37: Ventana "crear nueva capa" en formato shape. (GvSIG 1.12)

Una vez seleccionemos la ruta de salida y las columnas de atributos que queramos añadir como información complementaria, se abrirá la vista con nuestra nueva capa “Estructura” en modo edición en color rojo (Figura 38).

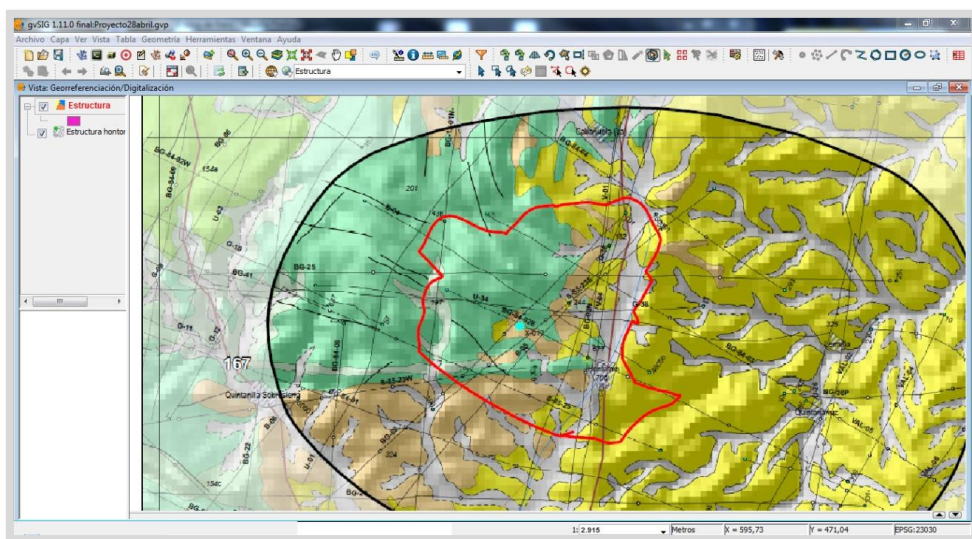



Figura 38: Modo edición de la nueva capa de polígonos creada. (GvSIG 1.12)

A continuación debemos seleccionar la herramienta polilínea:  e iremos completando el área de nuestra estructura a digitalizar (Figura 39):

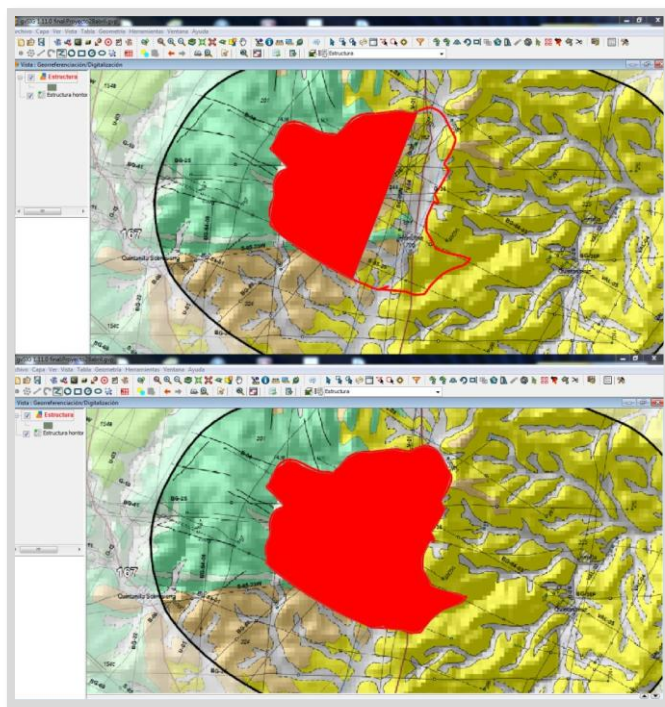


Figura 39: Pasos en la digitalización de la estructura (GvSIG 1.12)

Una vez completado nuestro polígono finalizamos la edición de la capa pulsando con el botón derecho sobre la misma y haciendo clic sobre “Terminar edición”. Habremos digitalizado nuestra estructura objetivo quedando de la forma siguiente (Figura 40):

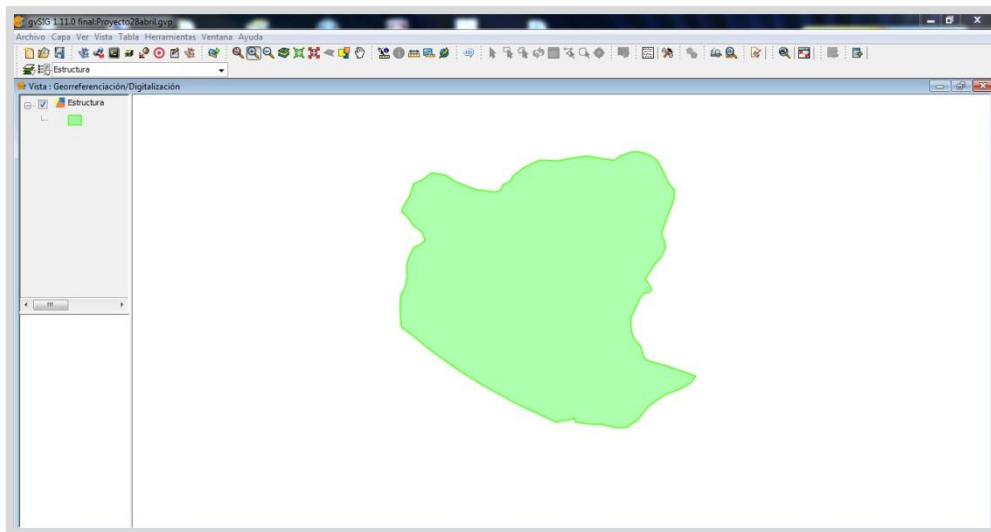


Figura 40: Estructura geológica digitalizada en forma de polígono en formato shape (GvSIG 1.12)

5.4 Condiciones del entorno

Según lo tratado en el apartado 3.4 (Selección del trazado), hay ciertos aspectos y condiciones que limitan las posibles rutas y trazados de nuestro ceoducto a la hora de diseñar el sistema de transporte de CO₂ entre fuentes de emisión y estructuras de almacenamiento geológico. Todas estas condiciones quedan reflejadas tanto en las recomendaciones ofrecidas por la Agencia Internacional de la Energía (IEAGHG & Global CCS Institute, 2014) como en la propia ISO-13623 (International Standard Organization, 2009).

En nuestro diseño de trazado se han tenido en cuenta los aspectos recogidos en el siguiente diagrama, los cuales serán detallados más adelante:

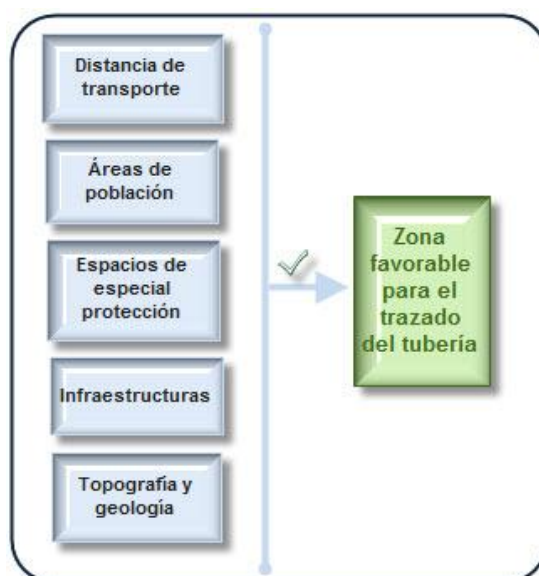


Figura 41: Aspectos contemplados en el diseño del trazado de tubería.

La primera condición en este estudio es evitar la necesidad de instalar unidades de recompresión o presurización durante el trazado, lo cual tendría un impacto directo sobre los costes globales del proyecto. Esta condición queda reflejada a continuación, limitando radios de 100 y 200km desde las fuentes de emisión:

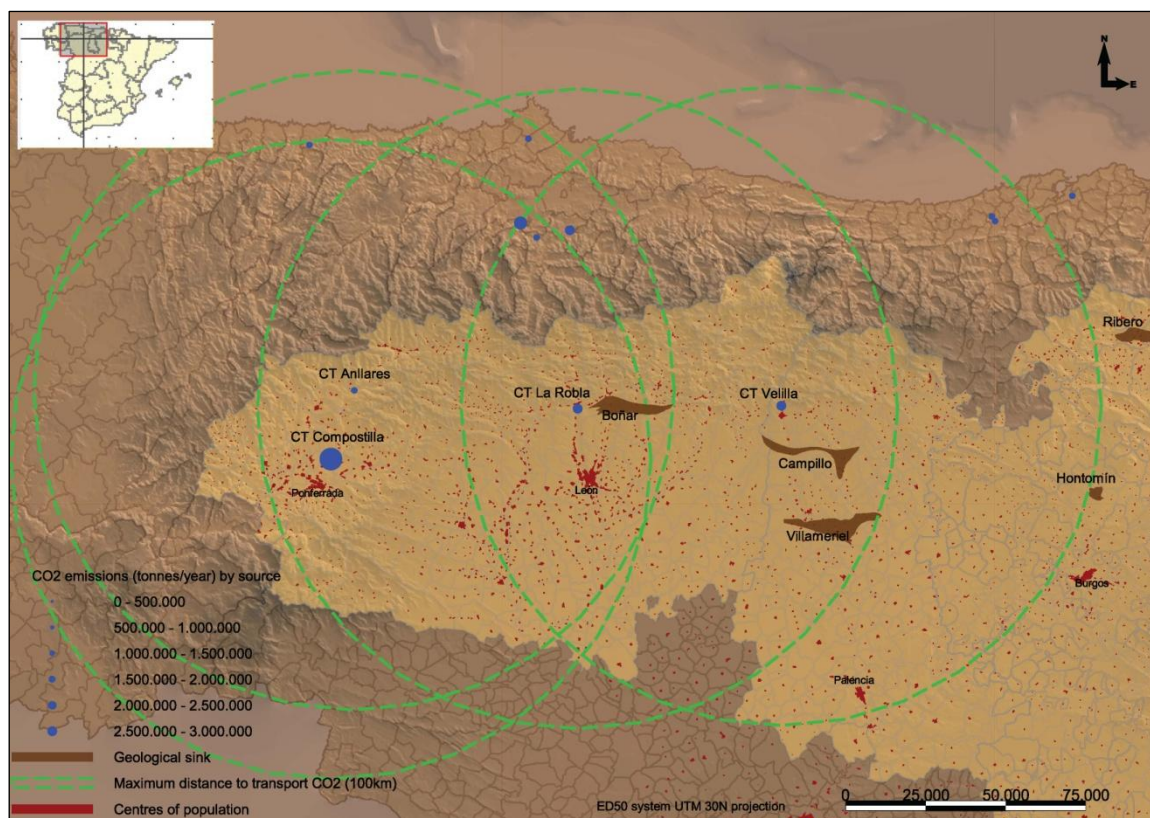


Figura 42: Distancia máxima de transporte desde fuentes de emisión (Radio 100km)

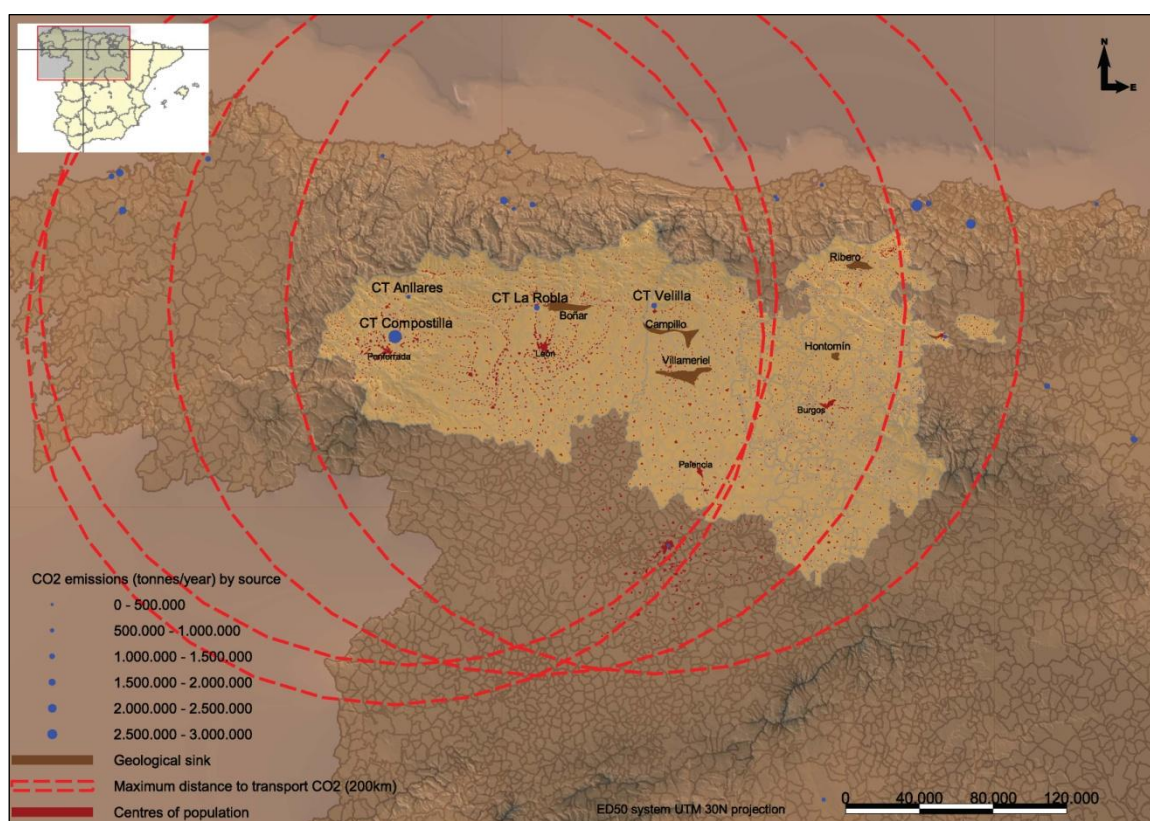


Figura 43: Distancia máxima de transporte desde fuentes de emisión (Radio 200km)

En el caso de la condición de no interferir con las áreas de población, se ha distinguido entre dos tipos de núcleos de población: aquellos con una población superior a 1 000 habitantes y aquellos con un número de habitantes por encima de los 5 000.

En el primer caso, las poblaciones de más de 1 000 habitantes han sido dotadas de un radio de protección de 5km. En el segundo caso, las poblaciones de más de 5 000 habitantes han sido dotadas de un radio de protección de 10km.

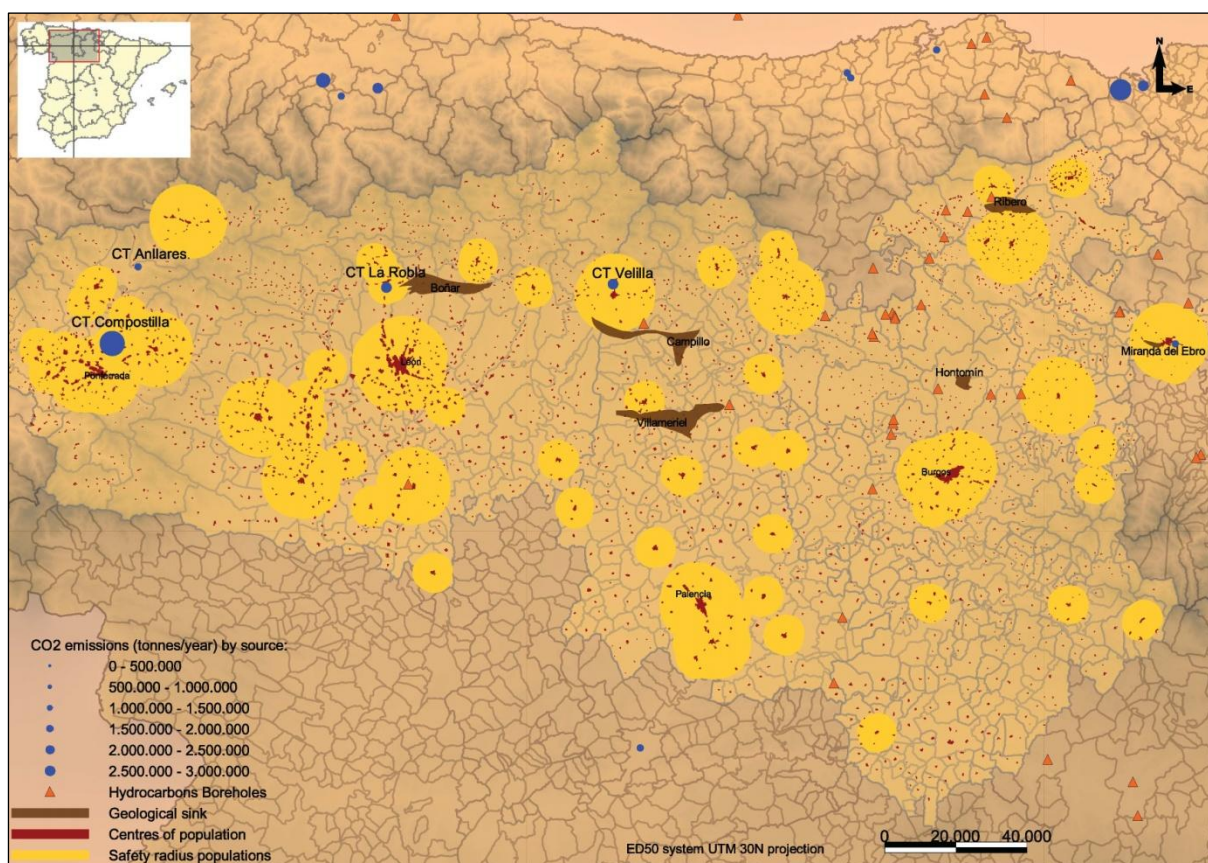


Figura 44: Radio de protección aplicado a los núcleos de población.

En cuanto a la protección del entorno y medioambiente, así como las construidas en la zona de estudio, se han distinguido las siguientes zonas de especial sensibilidad:

- **ZEPA:** Zonas de especial protección para las aves, es una categoría de área protegida enmarcada dentro de la Red Natura 2000 y catalogada por los estados miembros de la Unión Europea como zonas naturales de singular relevancia para la conservación de la avifauna amenazada de extinción, de acuerdo con lo establecido en la directiva

comunitaria 79/409/CEE y modificaciones subsiguientes («Directiva sobre la Conservación de Aves Silvestres» de la UE). La convención parte del reconocimiento de que las aves del territorio europeo son patrimonio común y han de ser protegidas a través de una gestión homogénea que conserve sus hábitats. Bajo la Directiva, los estados miembros de la Unión Europea asumen la obligación de salvaguardar los hábitats de aves migratorias y ciertas aves particularmente amenazadas (Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, 2014).

- **LIC:** Lugares de interés comunitario, son todos aquellos ecosistemas protegidos con objeto de contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres en el territorio consideradas prioritarias por la directiva 92/43/CEE de los estados miembros de la Unión Europea. Estos lugares, seleccionados por los diferentes países en función de un estudio científico, pasarán a formar parte de las Zonas Especiales de Conservación, que se integrarán en la Red Natura 2000 europea (Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, 2014).

- **Principales ríos, autovías y autopistas:** Otros elemento sensibles frente a la construcción y desarrollo de la infraestructura de transporte de CO₂ por tubería es la existencia de cauces y vías de comunicación. Debe prestarse gran atención en el caso de interferir con dichos elementos teniendo en cuenta los trabajos temporales de construcción, los trabajos de reparación y mantenimiento, la presencia de la tubería a largo plazo y la posibilidad de un escape del fluido.

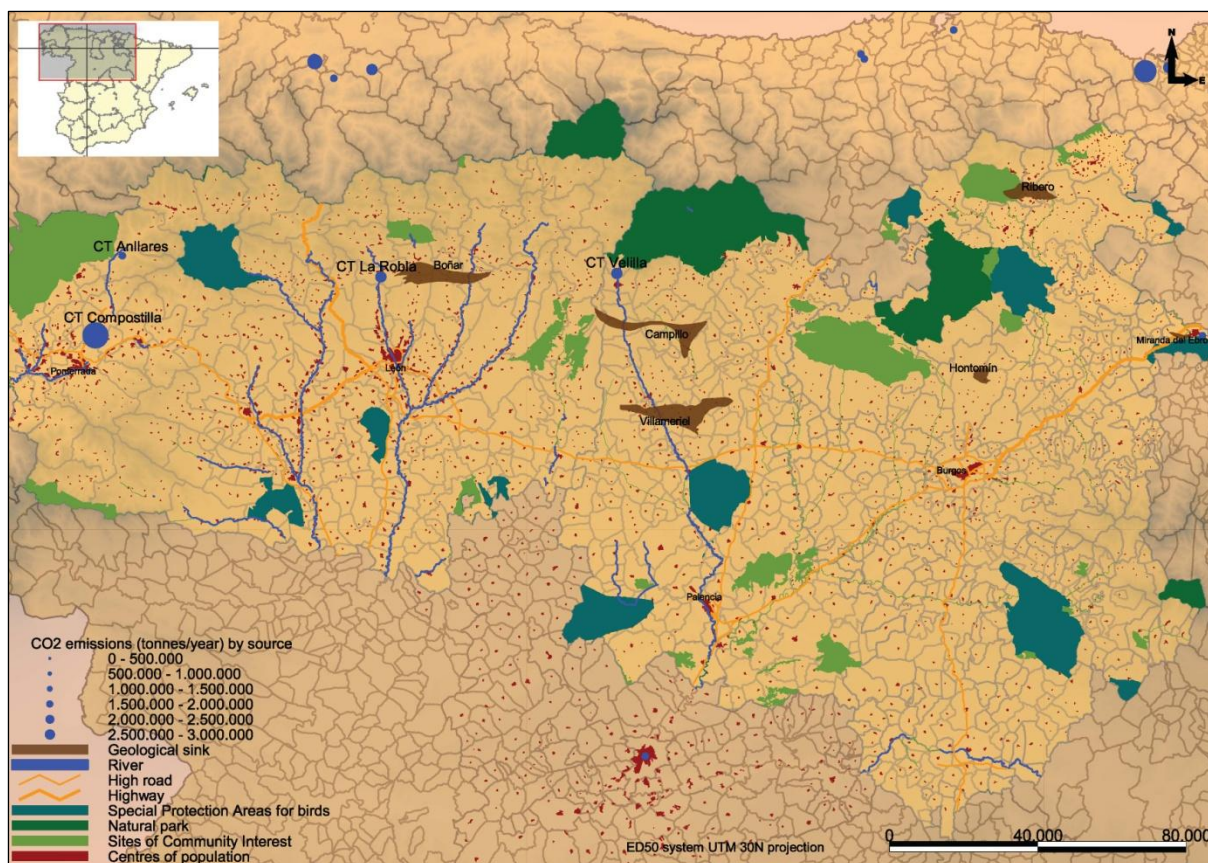


Figura 45: Áreas de especial sensibilidad ecológica y protección (ZEPA, LIC, ríos y vías de comunicación)

Durante el transporte del dióxido de carbono en fase líquida, las variaciones de topografía pueden inducir diferencias de presión que produzcan un cambio de fase (líquido a gas) generando un flujo bifásico complicado de manejar. En el caso de un perfil topográfico con grandes variaciones de altitud, las pérdidas de carga pueden obligar a la necesidad de instalar estaciones de compresión como se ha visto anteriormente.

En nuestro caso, con objeto de poder evaluar los perfiles topográficos del área de estudio se ha desarrollado un **modelo digital del terreno (MDT)**: Un modelo digital del terreno es una representación visual y matemática de los valores de altura con respecto al nivel medio del mar, que permite caracterizar las formas del relieve.

En este caso el modelo digital del terreno ha sido elaborado con ayuda del software GvSIG a partir de las curvas de nivel de la zona. Para ello, debemos acceder a la herramienta “Rasterizar capa vectorial” que podemos encontrar dentro de nuestra herramienta “Sextante”:

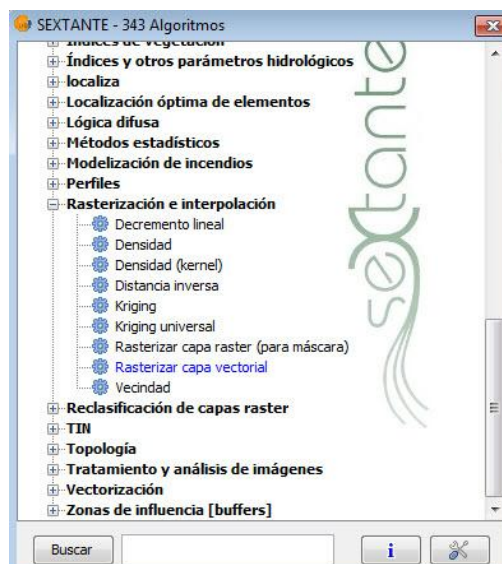


Figura 46: Herramienta "Rasterizar capa vectorial". Ventana SEXTANTE (GvSIG 1.12)

A continuación debemos seleccionar la extensión de la capa y configurar el tamaño de celda que queremos aplicar. En este caso hemos aplicado un tamaño de celda de 280.0 lo cual nos proporciona una capa Filas/Columnas de 2 520 x 3 632.

Una vez rasterizada nuestra capa vectorial debemos de rellenar los pixeles creados con la herramienta del Sextante “Rellenar celdas sin datos” en el apartado “Herramientas básicas para capas raster”

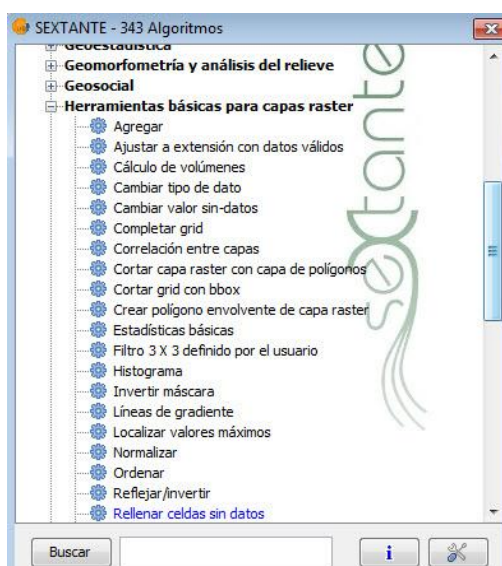


Figura 47: Herramienta "Rellenar celdas sin datos". Ventana SEXTANTE (GvSIG 1.12)

Una vez tenemos nuestra capa raster rellena (el algoritmo asignará valores a cada píxel en función de la curva de nivel que intercepte a dicho píxel o aquella más cercana) podemos dar

sombreado al relieve con la herramienta del Sextante “Relieve sombreado” en el apartado “Iluminación y visibilidad”:

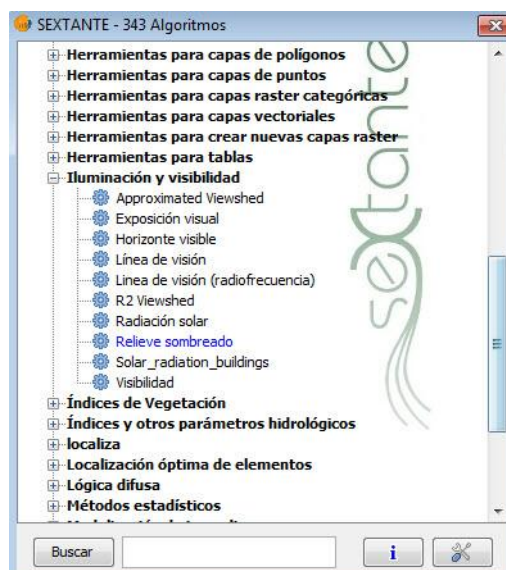


Figura 48: Herramienta "Relieve sombreado". Ventana SEXTANTE (GvSIG 1.12)

A continuación se muestra un resumen de los pasos llevados a cabo para generar nuestro modelo digital del terreno

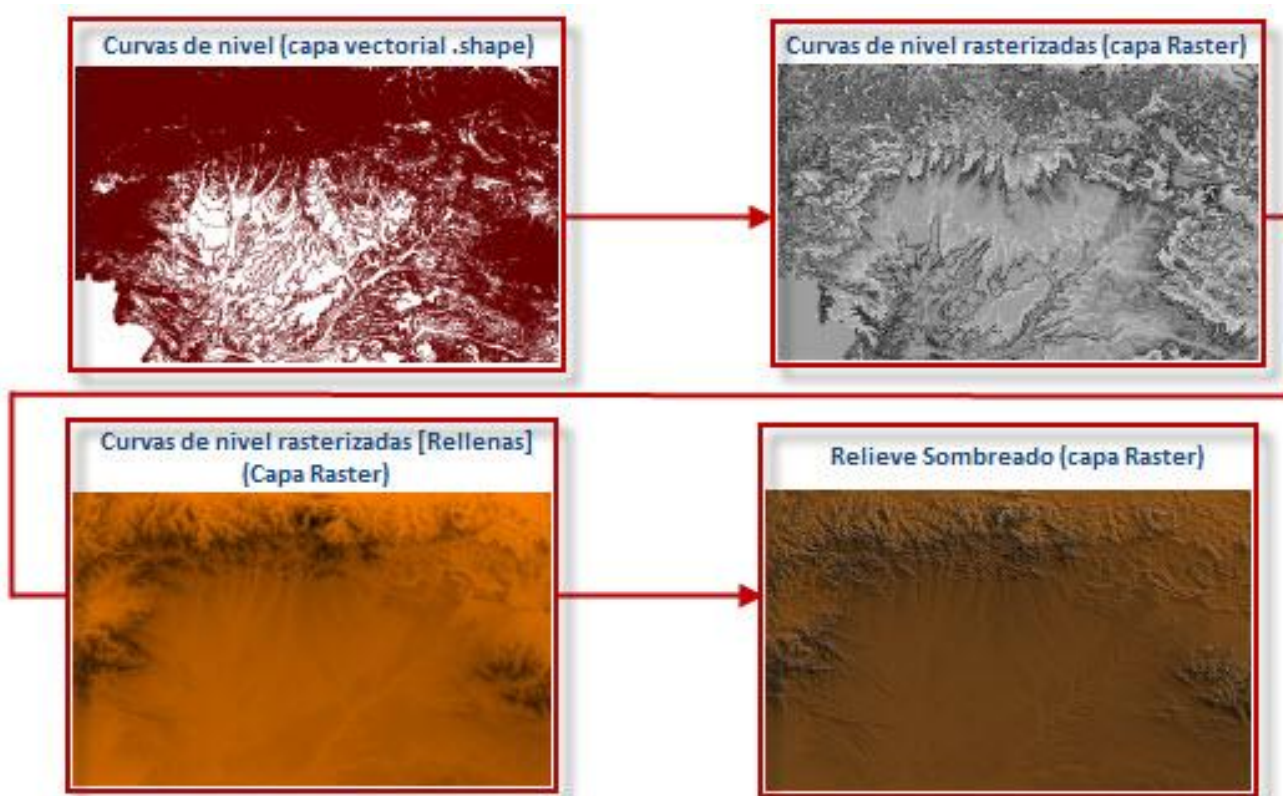


Figura 49: Pasos llevados a cabo en la generación del modelo digital del terreno (MDT). (GvSIG1.12)

También debe de tenerse en cuenta la elección de un terreno estable para la construcción de la tubería. Para su análisis se ha integrado un mapa geológico. En este caso el área de estudio corresponde con una cuenca sedimentaria (Cuenca del Duero) compuesto principalmente por arcillas, areniscas y calizas, materiales que no presentan grandes dificultades por lo que el foco debe centrarse en el desnivel del trazado.

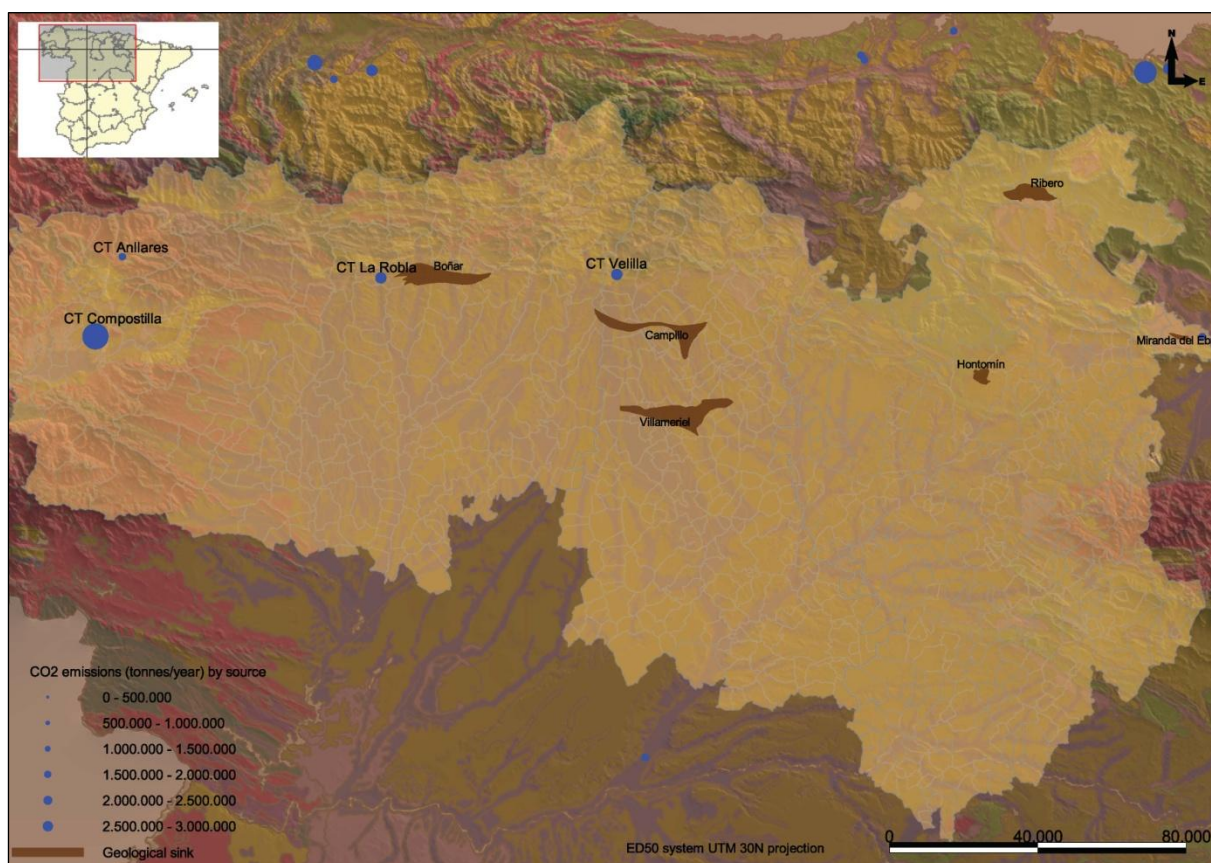


Figura 50: Modelo digital del terreno (MDT) y mapa geológico.

Teniendo en cuenta todos los condicionantes mencionados (núcleos de población, áreas ecológicamente sensibles, cauces, infraestructuras, topografía y geología), se ha generado un nuevo mapa donde aparece la zona favorable para el trazado de la tubería de CO₂ sombreada de color verde:

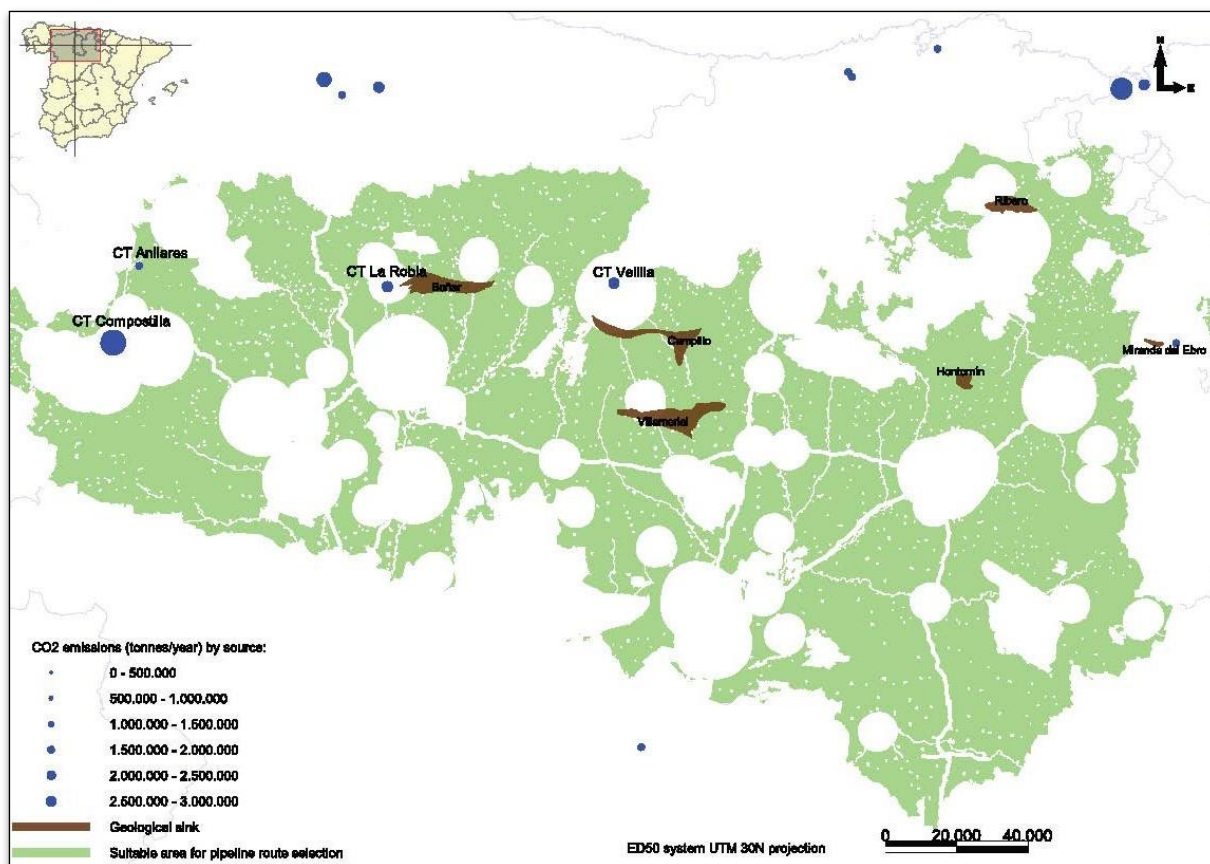


Figura 51: Área favorable para el trazado de la tubería de CO₂. (GvSIG 1.12)

Como se puede observar, es inevitable interferir con alguno de los condicionantes establecidos para el diseño del trazado por lo que se debe prestar especial atención e identificar las zonas según su nivel de riesgo en caso de intersección. Para este estudio es de gran utilidad la opción de GvSIG de “Geoprocesos”: En ella podemos encontrar una herramienta denominada intersección donde podremos generar una nueva capa en formato shape a partir de la intersección de dos capas (en este caso sería la capa tubería y las capas de las condiciones, autopistas por ejemplo).

5.5 Resultados

De acuerdo al mapa del área favorable para el trazado al que se ha llegado en el apartado anterior (Figura 51) se han diseñado los trazados que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 16: Trazados de tubería propuestos en el caso de estudio.

		Boñar	Campillo	Villameriel
1	CT. Velilla		C-2	
2	CT. La Robla	C-1		
	1+2		NET(I)-A	NET(I)-B
3	UPT Compostilla		B	A
4	CT Anllares			
	3+4		NET(II)-A	NET(II)-B
	1+2+3+4			TOTAL NET

P2P model
Integrated network

En el caso del transporte de tipo “punto a punto” se ha propuesto la unión entre las CT. de Velilla y La Robla con las estructuras Campillo y Boñar respectivamente (trazados C-2 y C-1), y la CT. de Compostilla con las estructuras Campillo y Villameriel (trazados B y A).

En el caso de los transportes en red se ha propuesto la unión de la CT. de Velilla y La Robla con la estructura Campillo (trazado NET(I)-A) y con la estructura Villameriel (trazado NET(I)-B); y por otro lado las CT. de Compostilla y Anllares con estas mismas estructuras (trazados NET(II)-A y NET(II)-B respectivamente).

Por último, también ha sido diseñado un sistema en red que conecta las cuatro fuentes de emisión objeto de estudio con la estructura Villameriel (trazado TOTAL NET).

A continuación se muestran las figuras correspondientes a cada uno de los trazados descritos. Cada trazado va acompañado de un perfil topográfico de cada uno de sus tramos, generado con ayuda del software GvSIG 1.12 y presentado mediante Excel. Estos perfiles permiten evaluar las diferencias de altitud durante el recorrido, parámetro fundamental en el estudio de la necesidad de recompresión del volumen transportado tal como se describió en anteriores apartados.

Los mapas de resultados completos se recogen en el documento número tres “Planos”, presentados en la misma escala y referenciados en el sistema ED50 con proyección UTM.

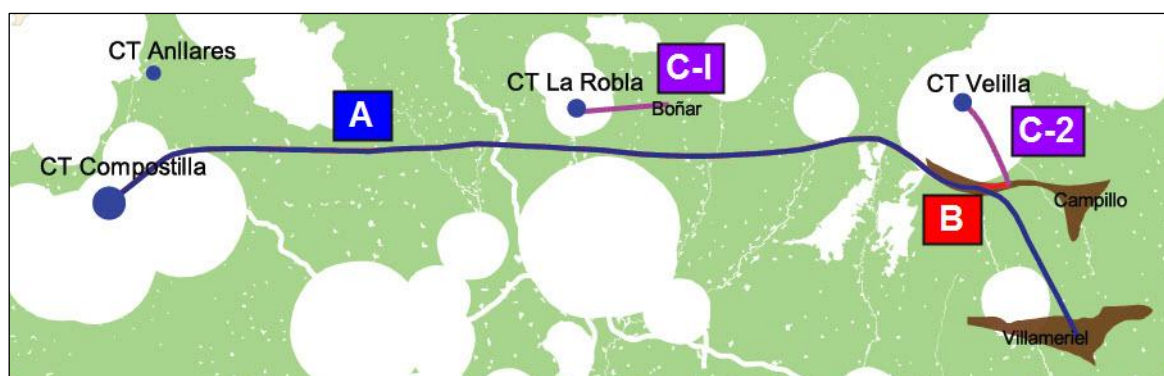
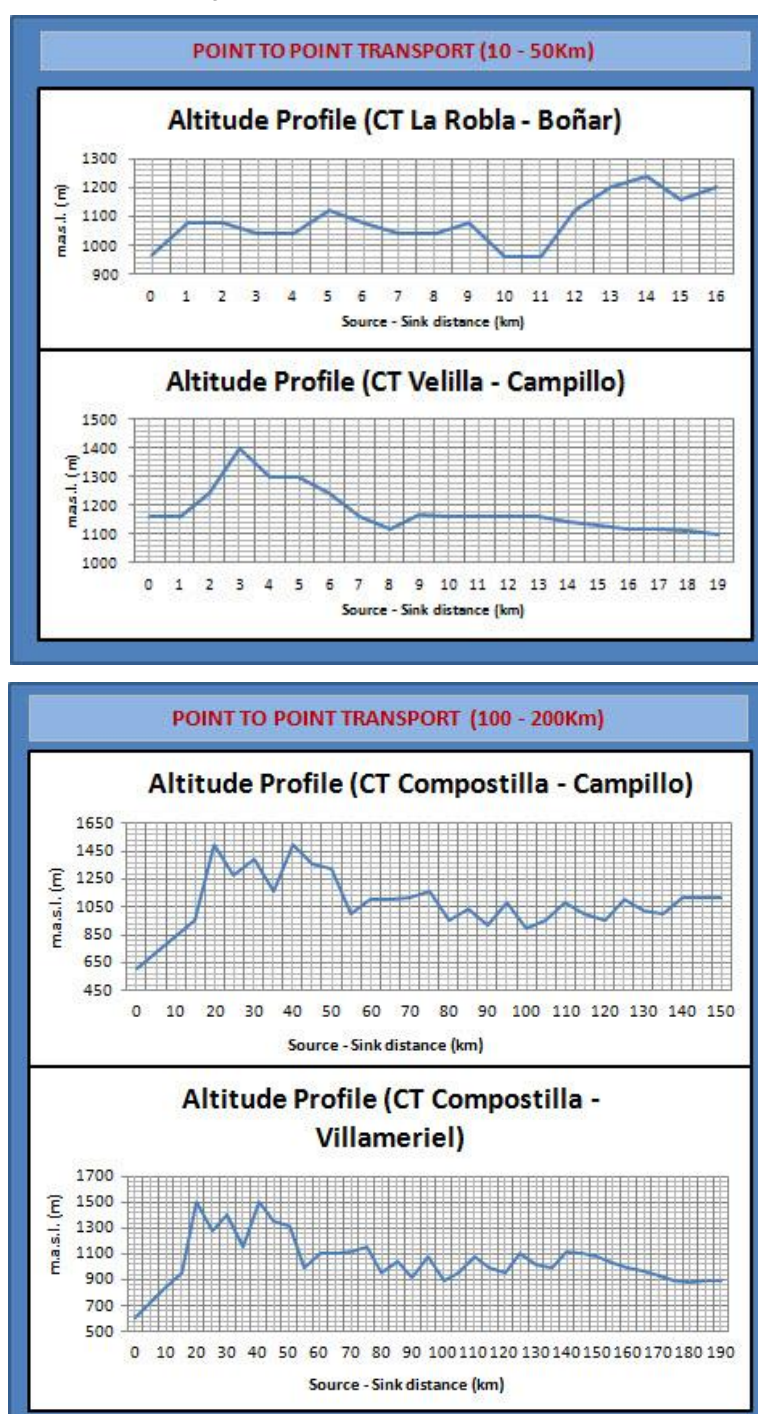


Figura 52: Escenario "Point to Point"



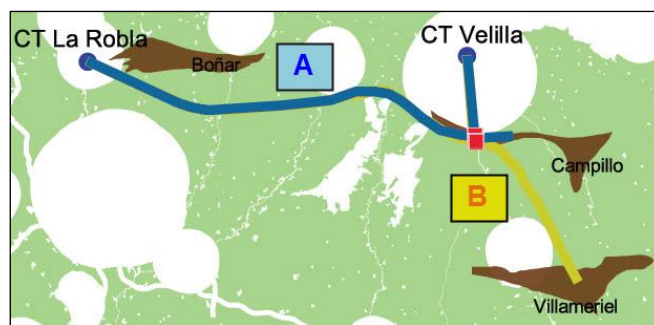
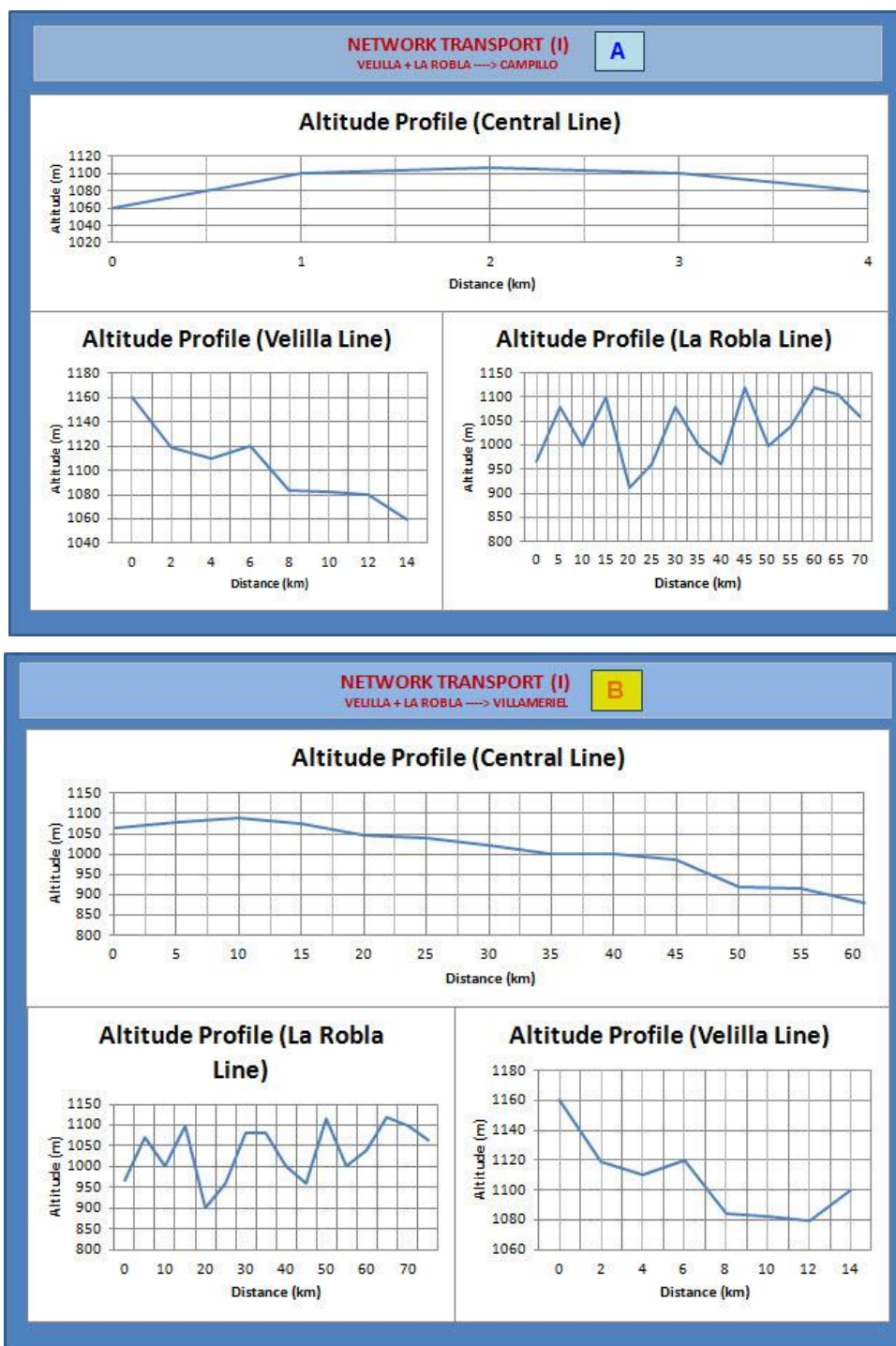


Figura 53: Escenario "Network I"



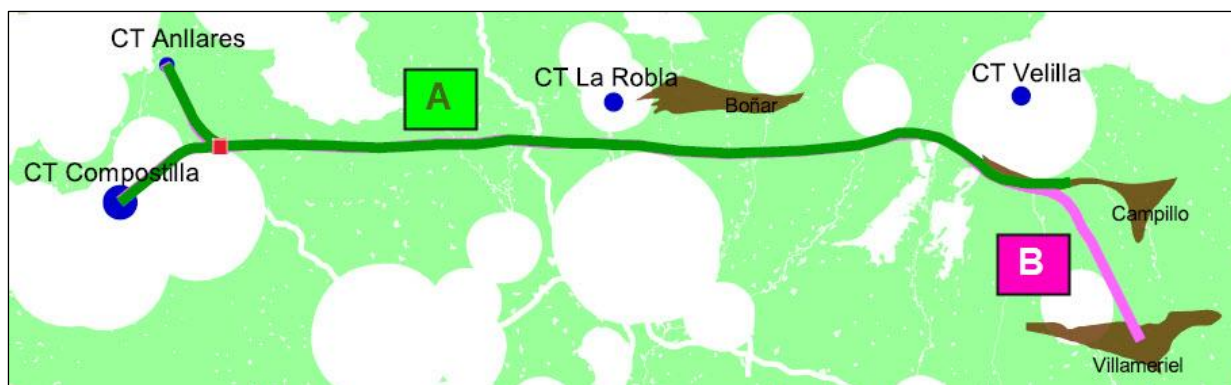
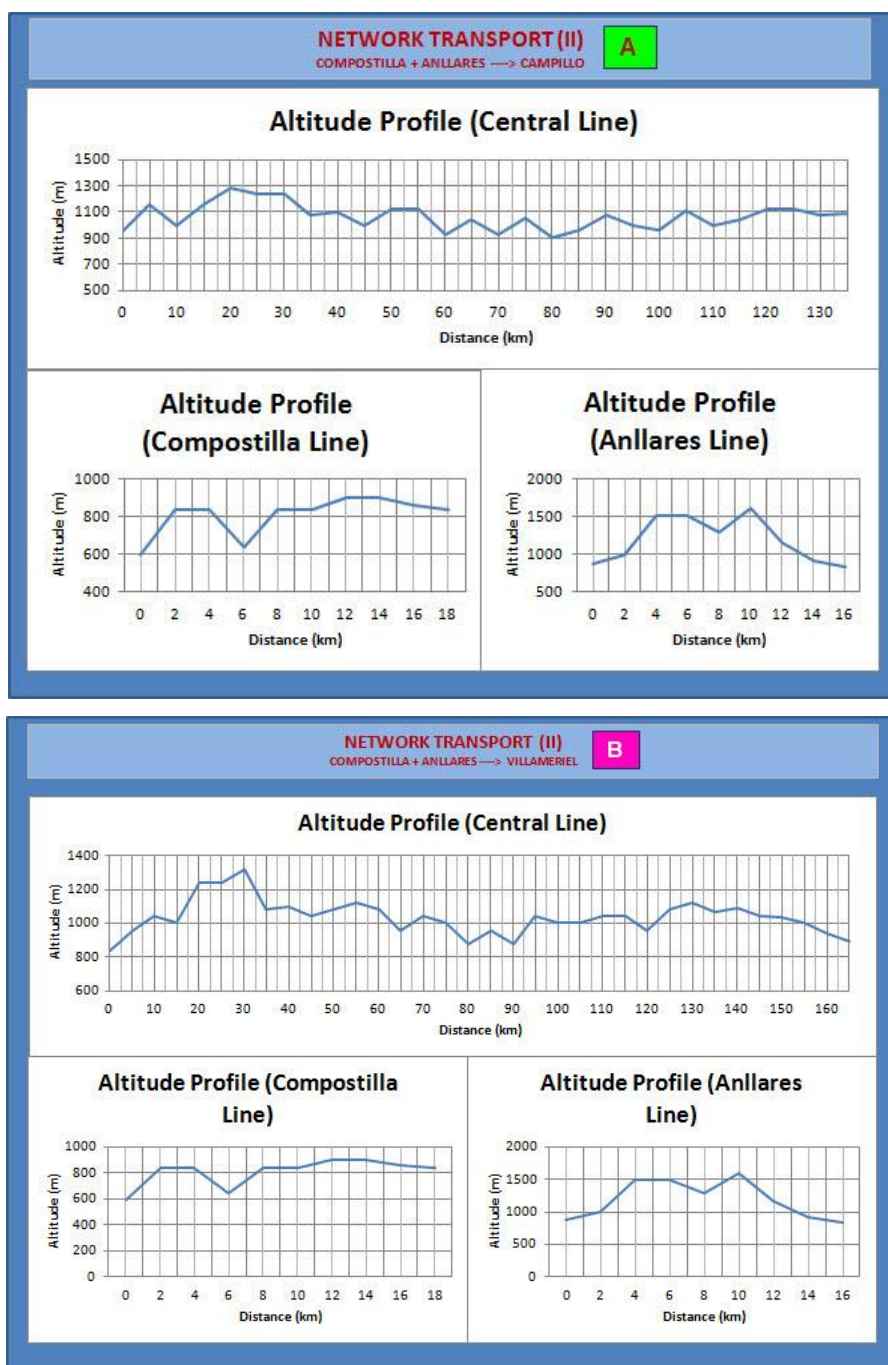


Figura 54: Escenario "Network II"



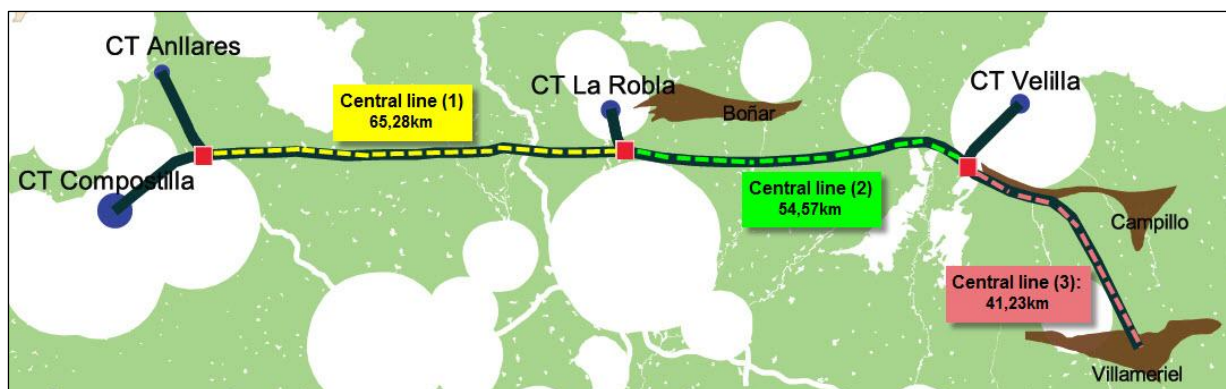
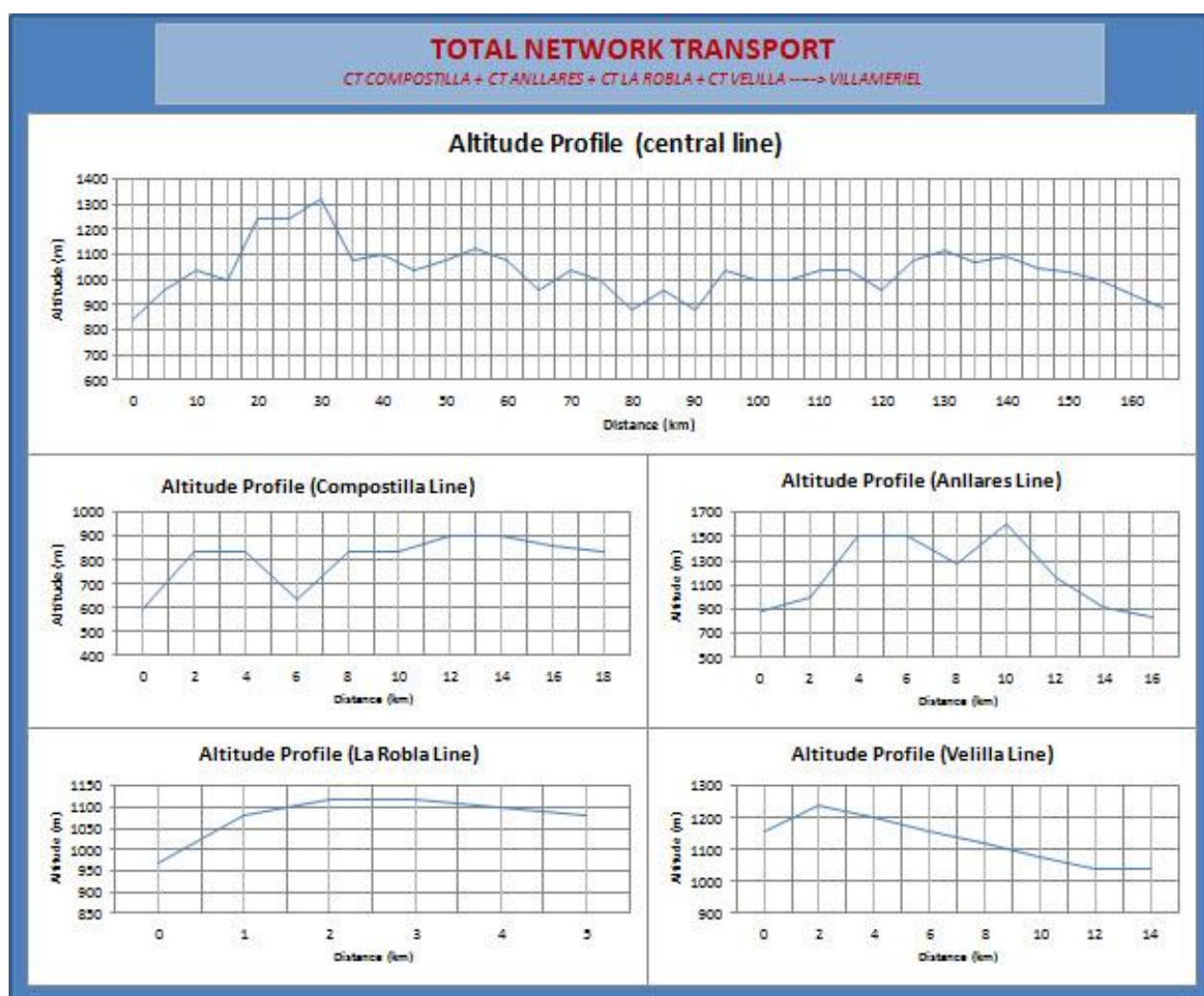


Figura 55: Escenario "Total Network"



5.5.1 CÁLCULO DE COSTES

Los costes asociados al transporte de CO₂ por tubería en los trazados resultado se han calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Identificación del volumen emitido por las fuentes y de la longitud de los tramos de tubería planteados según los trazados.
- Cálculo del diámetro de tubería de cada uno de los tramos.
- Cálculo de los costes de inversión (CAPEX).
- Cálculo de los costes anuales según la vida del proyecto (incluyendo los costes de operación y mantenimiento, OPEX)
- Cálculo de los costes específicos para cada uno de los trazados propuestos, en €/tm de CO₂.
- Análisis de sensibilidad de acuerdo a dos escenarios extremos en cuanto a volumen generado de CO₂.

- Volumen emitido y longitud de los tramos

Los volumen de emisión de las fuentes objeto de estudio se han recopilado de acuerdo a los datos publicados por el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR España, 2014). Para más información consultar el apartado “Estudio de fuentes” del documento Memoria.

La longitud de los tramos ha sido calculada con ayuda del software GvSIG 1.12 a partir de los trazados de tubería propuestos (ver: Resultados).

- Diámetros de tubería

El diámetro de cada tramo de la tubería ha sido calculado a partir de una de las fórmulas definidas anteriormente en el documento Memoria (Vanderginste and Piessens, 2008):

$$D = \left(\frac{\frac{Q_m}{v \cdot \pi \cdot 0.25 \cdot \rho}}{0.0254} \right)^{1/2}$$

Ecuación 14: Diámetro en pulgadas según Vanderginste and Piessens

donde:

D es el diámetro en pulgadas

Q es el caudal másico en kg/s

v es la velocidad en m/s

ρ es la densidad del CO₂ en kg/m³

En los cálculos del diámetro se ha considerado una velocidad de 2m/s y una densidad de 800kg/m³. El caudal másico en kg/s ha sido obtenido a partir de los volúmenes transportados en cada tramo en t/año.

Una vez obtenido el diámetro correspondiente, éste ha sido ajustado en función de los diámetros nominales disponibles más cercanos, de acuerdo a la norma API5L.

- Costes de inversión (CAPEX)

Para el cálculo de los costes de inversión se ha tenido en cuenta la fórmula planteada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA GHG R&D Programme & Ecofys, 2002):

$$InvPipe = (C_1 \times L + C_2 + (C_3 \times L - C_4) \times D + (C_5 \times L - C_6) \times D^2 \times 10^6 \times TF$$

Ecuación 15: Costes de inversión según la Agencia Internacional de la Energía

Donde:

InvPipe es la inversión en €

D es el diámetro de la tubería en pulgadas

L es la distancia en km

TF es el factor de terreno

y para los transportes por tubería en tierra las constantes tomas los siguientes valores:

$$C_1 = 0.057 \quad C_2 = 1.8663 \quad C_3 = 0.00129 \quad C_4 = 0 \quad C_5 = 0.000486 \quad C_6 = 0.000007.$$

De acuerdo a la Agencia Internacional de la Energía, el factor de terreno toma el valor de 1.00 para las zonas llanas; 1.05 para las zonas de bosque; 1.10 para zonas cultivadas o desierto pedregoso; 1.30 para zonas con un < 20% de montaña y un 1.50 para zonas con > de un 50% de montaña. En este caso hemos tomado un valor de 1.3.

Por último se ha sumado a este cálculo el coste de la unidad primaria de compresión instalada en la fuente de emisión para alcanzar la presión de transporte, que según el CCS Institute se estima en 7 000 000€.

- Costes anuales

Encontramos diferentes métodos para la toma de decisiones respecto a proyectos de inversión que producen ingresos de forma directa. Sin embargo en este caso debe de seleccionarse la

mejor alternativa desde un punto de vista económico sin que existan ingresos en el análisis, tan solo costes. El objetivo del proyecto será siempre la creación de valor, bien ofreciendo una mayor rentabilidad o bien suponiendo el menor coste.

Para ello aplicaremos el cálculo del Coste Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

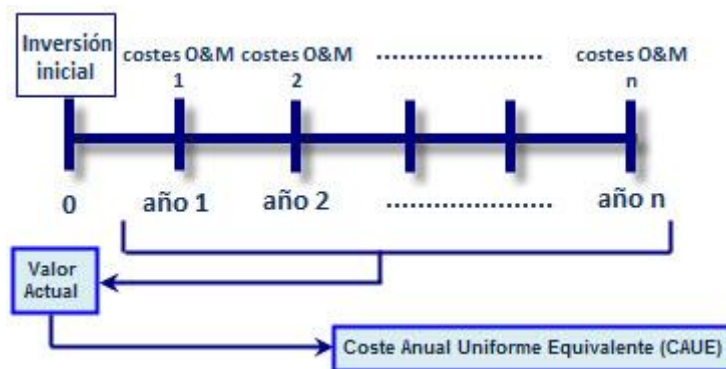


Figura 56: Esquema del proceso de cálculo del Coste Anual Uniforme Equivalente (CAUE)

En primer lugar se expresan los gastos como una sola cantidad equivalente a través del Valor Presente:

$$VA = \text{InvPipe} + \frac{\text{FOMPipe}}{(1 + DC)^1} + \frac{\text{FOMPipe}}{(1 + DC)^2} + \frac{\text{FOMPipe}}{(1 + DC)^{\dots}} + \frac{\text{FOMPipe}}{(1 + DC)^n}$$

Ecuación 16: Valor presente de los costes

Donde:

FOMPipe son los gastos de operación y mantenimiento expresados en €
DC es la tasa de descuento

InvPipe son los gastos de inversión
n son los años de vida del proyecto

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía se ha tomado un valor del FOMPipe equivalente al 3% de los gastos de inversión. A su vez ha sido aplicada una tasa de descuento del 7% y un número de años de vida del proyecto de 20.

Por último se transforma esta cantidad en una sola cantidad anual uniforme equivalente utilizando el “Valor presente de una anualidad de n periodos a la tasa i” a través de:

$$\text{Valor Presente De Una Anualidad} = (P/A, n, i) = \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}$$

Ecuación 17: Valor presente de una anualidad de “n” periodos a la tasa “i”

$$\mathbf{CAUE} = \frac{VA}{(P/A, n, i)}$$

Ecuación 18: Coste Anual Uniforme Equivalente

- Costes específicos

Para el cálculo de los costes específicos se ha tenido en cuenta la expresión también planteada por la Agencia Internacional de la Energía siguiente:

$$SC = \frac{AC}{F \times SperY \times LF}$$

Ecuación 19: Costes específicos

donde:

AC los costes anuales uniformes equivalentes calculados anteriormente expresados en €.

F es el flujo total de CO₂ expresado en kg/s.

SperY son los segundos que tiene un año (31 536 000).

LF es el factor de carga.

En nuestro caso el factor de carga toma un valor del 90%, según los datos ofrecidos por la Agencia Internacional de la Energía.

- Análisis de sensibilidad

Según los volúmenes de emisión de dióxido de carbono de las fuentes del estudio, se han considerado dos escenarios extremos: en primer lugar el escenario correspondiente a las emisiones del año 2009 que podría considerarse como escenario de emisiones reducidas (Tabla 17) y en segundo lugar el escenario correspondiente a las emisiones del año 2012 (considerado como escenario de altas emisiones, Tabla 18). Esta diferencia de volumen de emisión es debida al plan español de ayuda al sector del carbón aprobado por la Comisión Europea mediante el cual se obliga a una decena de centrales térmicas a consumir carbón nacional y, a cambio, son compensadas con un precio fijo y una garantía de colocación de la electricidad producida en la red. Este real decreto español autoriza la concesión entre los años 2010 y 2014.

Tabla 17: Resultado de costes para los datos de emisiones del año 2009.

		Costes de inversión (€)	Costes anuales uniformes equivalentes (€)	Costes específicos (€/tmCO ₂)
P2P	A	39 347 324.42	4 894 528.8	2.06
	B	34 795 848.62	4 328 357.41	1.82
	C-1	8 713 424.94	1 083 888.42	1.62
	C-2	8 765 624.69	1 090 381.7	1.31
NETWORK I	A	24 150 745.74	3 004 181.92	2.00
	B	27 907 512.78	3 471 497.16	2.31
NETWORK II	A	43 323 286.24	5 389 110.33	2.05
	B	44 263 969.93	5 506 124.72	2.10
TOTAL NETWORK		68 337 862.19	8 500 746.62	2.06

Tabla 18: Resultado de costes para los datos de emisiones del año 2012.

		Costes de inversión (€)	Costes anuales uniformes equivalentes (€)	Costes específicos (€/tmCO ₂)
P2P	P2P (A)	50 261 759.07	6 252 207.26	1.38
	P2P (B)	44 174 499.32	5 494 995.21	1.21
	P2P (C-1)	9 284 419.53	1 154 916.11	0.58
	P2P (C-2)	9 354 023.9	1 162 574.4	0.76
NETWORK I	NET I (A)	27 651 037.16	3 439 593.41	0.97
	NET I (B)	33 114 828.58	4 119 250.41	1.16
NETWORK II	NET II (A)	59 557 239.61	7 408 499.28	1.24
	NET II (B)	61 892 191.5	7 698 950.78	1.29
TOTAL NETWORK		88 137 591.69	10 963 692.9	1.15

6 Bibliografía

- AVANZACO2. (2014). *Aplicación de las tecnologías de la información al almacenamiento geológico de CO₂*. Obtenido de <http://www.minas.upm.es/investigacion/co2/index.html>
- B. Llamas, A. H. (2014). *Economical Modelling Of The CO₂ Transport Phase, And Its Application To The Duero Basin, Spain*. Madrid.
- CO2CRC. (2011). Obtenido de <http://www.co2crc.com.au>
- Collie-South West Geosequestration Hub. (2011). *Project and Activity Progress Report for the Global Carbon Capture and Storage Institute and Government of Western Australia*. Australia.
- DNV - Gassnova SF. (2011). *CO₂ transport*.
- DNV. (2010). *Design and operation of CO₂ pipelines*.
- EU Emissions Trading System (EU ETS). (2014). *European Commission*. Obtenido de http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm
- Flow in the Pipes: Team 10, Carnegie Mellon University. (19 de febrero de 2005). Obtenido de http://rothfus.cheme.cmu.edu/tlab/fluid1/projects/t10_s05/t10_s05.PDF
- Genov, G. (2005). *Physical processes of CO₂ hydrate formation and decomposition at conditions relevant to Mars*.
- Global CCS Institute. (2012). *Carbon Dioxide (CO₂) Distribution Infrastructure: The opportunities and challenges confronting CO₂ transport for the purposes of carbon capture and storage (CCS)*.
- Global CCS Institute. (2014). *The global status of CCS*.
- Heddle, G. (2003). *The Economics of CO₂ Storage*. NETL.
- Herald, C. (2011). *Enhance Energy's Alberta Carbon Trunk Line*.
- ICF International. (2009). *Developing a Pipeline Infrastructure for CO₂ Capture and Storage: Issues and Challenges*.
- IEA GHG. (2010). *Global CCS Pipeline Infrastructures*.
- IEA GHG R&D Programme & Ecofys. (2002). *Building the Cost Curves for CO₂ storage*.
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG). (2011). *Rotating equipment for carbon dioxide capture and storage*.
- IEA: International Energy Agency. (2013). *Carbon Capture And Storage Roadmap*.
- IEAGHG & Global CCS Institute. (2014). *CO₂ Pipeline Infrastructure*.
- IGME. (2004). *Geología de España*. IGME.

- Instituto Geográfico Nacional. (2014). *Centro Nacional De Información Geográfica*. Recuperado el 23 de 5 de 2014, de www.cnig.es
- International Standard Organization. (15 de 06 de 2009). ISO-13623.
- IPCC. (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*.
- IPCC. (2007). *Couplings Between Changes in the Climate System and Biogeochemistry*. IPCC, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, USA.
- IPCC. (2007). *Fourth Assessment Report: Climate Change*. (G. d.-B. Físicas, Editor) Obtenido de IPCC, Publications and Data, Reports, : https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/tssts-2-5.html
- McCoy, S. T. (2008). *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline Storage in Saline Aquifers and Oil Reserves*. Carnegie Institute of Technology.
- Medina, J. d. (2013). *Estrategias de monitorización de CO₂ y otros gases en los estudios análogos naturales*.
- Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. (2014). *Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente*. Recuperado el 22 de 5 de 2014, de <http://www.magrama.gob.es/es/>
- MIT CC&ST. (27 de Enero de 2014). *Carbon Capture & Sequestration Technologies*. Obtenido de <https://sequestration.mit.edu/index.html>
- Morales, H., Torres, C., & Muñoz, C. M. (2008). *Tecnologías de captura y secuestro de CO₂*. Chile.
- PIPEHAZCO₂. (2012). *CO₂ Transportation for CCS*.
- Pipelines International. (Septiembre de 2009). *Pipelines International*. Obtenido de http://pipelinesinternational.com/news/harmonisation_of_pipeline_standards_through_iso/008044/
- PRTR España. (2014). *Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes*. Recuperado el 17 de 5 de 2014, de <http://www.prtr-es.es/>
- pteCO₂. (2014). *Platarforma Tecnológica Española del CO₂*. Recuperado el 19 de 5 de 2014, de <http://www.pteco2.es>
- Puentes, J. (2012). *Contenido de agua y predicción de condiciones de formación de hidratos*.
- Rabindran, P., Cote, H., & Winning, I. G. (2011). *Integrity Management Approach to Reuse of Oil and Gas Pipelines for CO₂ Transportation*. Staines, Middlesex, United Kingdom.
- Schlumberger. (2014). *Oilfield Glossary*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- SENDECO₂. (2014). *Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de Dóxico de Carbono*. Recuperado el 23 de 5 de 2014, de <http://www.sendeco2.com/>

(2005). Transportation. En *Code of Federal Regulations* (págs. 170-171).

US Government Printing Office. (2013). *US Government Printing Office*. Obtenido de <http://www.gpo.gov/>

Vanderginste and Piessens. (2008). *International Journal of Greenhouse Gas Control*.

Wong, S. (2009). *CO2 Compression and Transportation to Storage Reservoir*. Universidad de Waterloo.

WorleyParsons. (2009). *DRET CCS Task Force Support, Summary of Pipeline Sizing Study*.

Zapatero Rodríguez, M. Á., Suárez Díaz, I., Arenillas González, A., Marina Rojo, M., Catalina Nita, R., & Martínez Orío, R. (2009). *Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide*.

Zigrang et al. (1982). Explicit Approximations to the Solution of Colebrook Friction Factor Equation. *AIChE Journal* , 28(3): p. 514-515.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO
EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂. APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO
EN LA CUENCA DEL DUERO.

DOCUMENTO N° 2: ANÁLISIS ECONÓMICO

1 Análisis de los resultados económicos

A partir de los resultados económicos obtenidos en el documento Memoria (5.5.1 Cálculo de costes), se ha realizado una comparativa acerca de los resultados obtenidos según los diferentes trazados propuestos en términos de costes de inversión, costes anuales uniformes equivalentes y costes específicos para el año 2009:

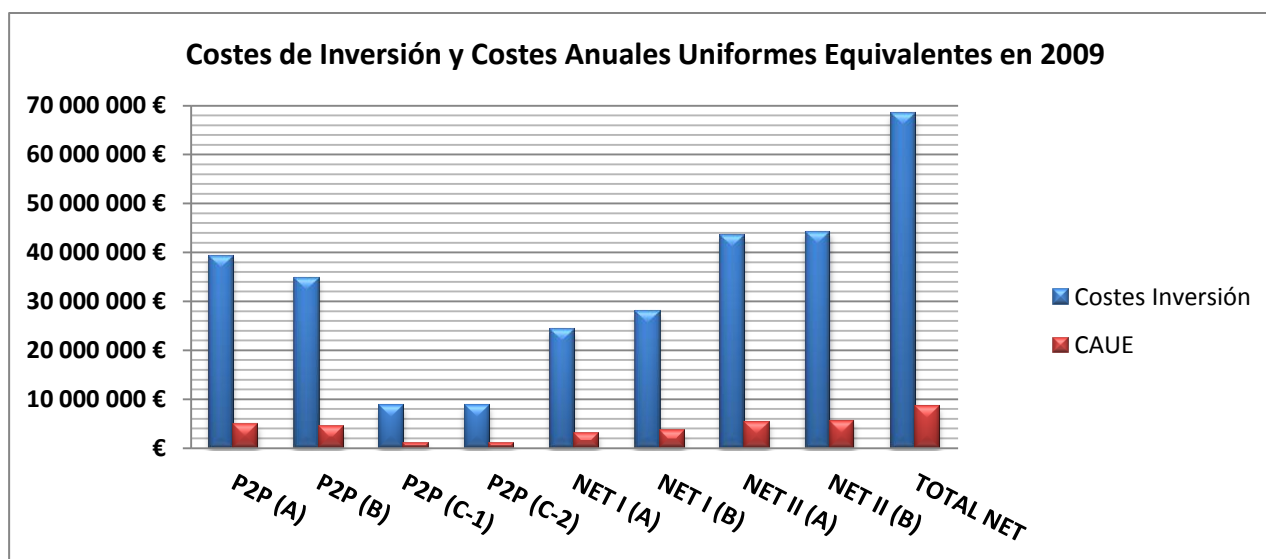


Figura 57: Costes de Inversión y Costes Anuales Uniformes Equivalentes en 2009

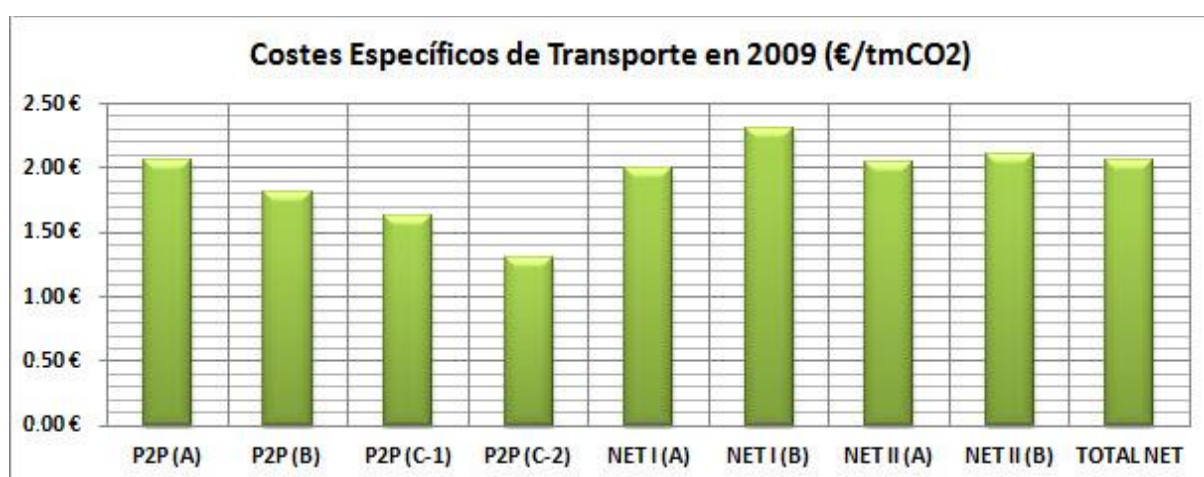


Figura 58: Costes Específicos de Transporte en 2009

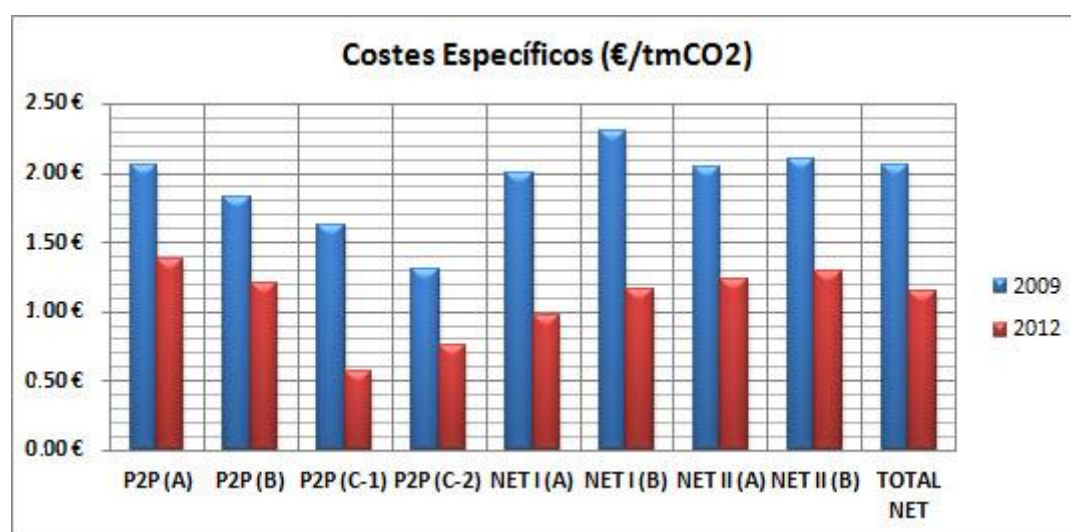
Según lo observado y tomando un criterio de mínimo coste (en términos de costes específicos, €/tm CO₂), en este escenario considerado de bajas emisiones de CO₂ elegiremos el siguiente sistema de transporte:

Tabla 19: Trazados seleccionados para el escenario de emisiones de 2009

Trazado	Transporte (Fuente → Almacén)	€/tm CO ₂
P2P-C1	CT-ROBLA → BOÑAR	1.62
P2P-C2	CT VELILLA → CAMPILLO	1.31
P2P-B	CT COMPOSTILLA → CAMPILLO	1.82

Como puede observarse, los trazados que implican un coste específico menor corresponden con líneas de transporte **punto a punto**.

Si comparamos los resultados entre ambos escenarios extremos (como se muestra en la Figura 59), se llega a la conclusión de que un parámetro fundamental en la evaluación de costes de un proyecto de transporte de CO₂ por tubería es el volumen de emisiones. El coste específico está directamente afectado por los volúmenes de emisión de CO₂: se produce una caída de dichos costes en un rango de entre un 33.22% (caso del P2P A) y un 64.48% (caso del P2P C-1) entre los años 2009 y 2012:

Figura 59: Costes específicos del transporte de CO₂ según los escenarios propuestos (2009 y 2012).

De acuerdo al escenario de altas emisiones de CO₂ (año 2012), volviendo a tomar un criterio de mínimo coste (en términos de costes específicos, €/tm CO₂) elegiremos el siguiente sistema de transporte:

Tabla 20: Trazados seleccionados para el escenario de emisiones de 2012.

Trazado	Transporte (Fuente → Almacén)	€/tm CO ₂
P2P-C1	CT-ROBLA → BOÑAR	0.58
P2P-C2	CT VELILLA → CAMPILLO	0.76
TOTAL NET	CT COMPOSTILLA + CT ANLLARES + CT ROBLA + CT VELILLA → VILLAMERIEL	1.15

Como puede observarse, en el caso de incluir la Central Térmica de Compostilla en el estudio, el sistema de transporte más barato en términos de costes específicos se convierte en el **sistema en red** que une a todas las fuentes con la estructura de Villameriel (TOTAL NET), prescindiendo en este caso de los sistemas de transporte punto a punto (P2P-C1 y P2P-C2) los cuales ya quedarían cubiertos por la red total.

A continuación se muestra una tabla resumen de los resultados de costes en cada uno de los escenarios planteados:

Tabla 21: Costes globales de los escenarios elegidos.

	Trazados	Inversion	CAUE	Costes Específicos (€/tmCO ₂)
Escenario 2009	P2P-C1	8 713 424.94	1 083 888.42	1.62
	P2P-C2	8 765 624.69	1 090 381.7	1.31
	P2P-B	34 795 848.62	4328357,41	1.82
		52 274 898.25	6 502 627.53	4.75
Escenario 2012	TOTAL NET	88137591,69	10 963 692.9	1.15
		88 137 591.69	10 963 692.90	1.15

2 Presupuesto del estudio

A continuación se detallará el presupuesto relativo a la elaboración de este proyecto centrando el enfoque sobre los siguientes puntos:

- Recopilación y análisis de antecedentes e información relativa al transporte de CO₂ por tubería.
- Realización y procesado del proyecto.
- Corrección, impresión, maquetación y encuadernación.
- Gastos generales

2.1 Recopilación y análisis de antecedentes

Consta de la búsqueda y revisión de toda la información relativa al transporte de CO₂ por tubería:

En primer lugar será necesario conocer las características de las fuentes de emisión, en concreto su posición geográfica y sus volúmenes de emisión, así como la calidad y composición del volumen emitido.

En segundo lugar será necesario analizar la información relativa a las estructuras de almacenamiento de CO₂, quedando perfectamente delimitado el punto de inyección.

Análogamente es necesario un estudio acerca de la legislación vigente en cada comunidad autónoma, provincia y municipio; así como los trámites en la gestión de los derechos de paso.

Para estas tareas se ha empleado un tiempo total de 320h, con un coste de 30€/h.

2.2 Realización y procesado del proyecto

Por un lado se estudiarán los materiales y dimensiones de tubería requerida en función de los volúmenes y composiciones de los mismos. En esta labor se ha empleado un total de 120h.

Por otro lado se realizará una evaluación de la Cuenca del Duero, obteniendo datos de su situación geográfica y su topografía. Se generará información geográfica acerca de los núcleos de población, infraestructuras y zonas de especial protección, tales como ZEPA, LIC,

parques naturales. Para ello será necesario utilizar el software libre especializado GvSIG 1.12 (Sistema de información geográfica). A su vez se evaluarán los parámetros mecánicos de la cubierta del terreno en las zonas favorables para el trazado, con el fin de cuantificar los futuros costes de ejecución de la obra. En esta tarea se ha empleado un tiempo de 320h.

Una vez caracterizada la Cuenca, se procederá a generar varios trazados tanto “punto a punto” como en “red” teniendo en cuenta las condiciones de entorno, tal y como se ha detallado en el apartado correspondiente. A su vez se generarán los perfiles altimétricos correspondientes, para poder evaluar las posibles caídas de presión, empleando un total de 320h. Toda la información generada debe ser integrada en un SIG para lo que se empleará un tiempo estimado de 150h.

Por último se debe de verificar la viabilidad del trazado. Para ello se realizarán visitas a campo y se consultará tanto a los proveedores de equipos como a las administraciones locales y regionales, con los costes que se reflejan en el cuadro resumen (Tabla 22).

2.3 Corrección, impresión, maquetación y encuadernación

La corrección del proyecto se divide en tres bloques fundamentales. La primera parte corresponde con la corrección técnica y la segunda parte con la corrección de formatos, empleando un total de 60 h.

Para la elaboración del documento serán necesarias en torno a 120h. La impresión, encuadernación y digitalización del proyecto en formato CD tiene un coste total de 150€.

2.4 Gastos generales

En los gastos generales se incluyen los gastos de fungibles no cuantificables como la luz, el agua, la calefacción o la utilización de oficinas. Cada empresa u organización se atribuye un porcentaje sobre el presupuesto total destinado a cubrir este tipo de gastos considerados como no cuantificables. En este caso hemos decidido optar por un 24% del presupuesto total destinado a este tipo de gastos.

2.5 Resumen presupuesto total

Tabla 22: Resumen presupuesto total de elaboración del estudio.

	Cantidad (h)	Precio Unidad (€)	Unidades	Total
Recopilación y análisis de antecedentes	320	30		9 600 €
Estudio de fuentes de emisión	80	30		2 400 €
Estudio de estructuras almacén	160	30		4 800 €
Estudio legislación	80	30		2 400 €
Realización y procesado del proyecto	760	30		39 400 €
Cálculo y Diseño de tubería	120	30		3 600 €
Evaluación de la Cuenca o área	320	30		9 600 €
Cálculo y Diseño de trazados	320	30		9 600 €
Integración en SIG	150	30		4 500 €
Equipos GPS		550	2	1 100 €
Verificación de la viabilidad del trazado				
visitas al campo				5 000 €
Consultas a proveedores de equipos	80	30		2 400 €
Consultas a administraciones (locales y regionales)		1200	3	3 600 €
Preparación del documento	60	30		5 550 €
Elaboración del documento	120	30		3 600 €
Corrección	60	30		1 800 €
Impresión y maquetación		150	1	150 €
Gastos generales (24%)				13 092 €
				67 642 €

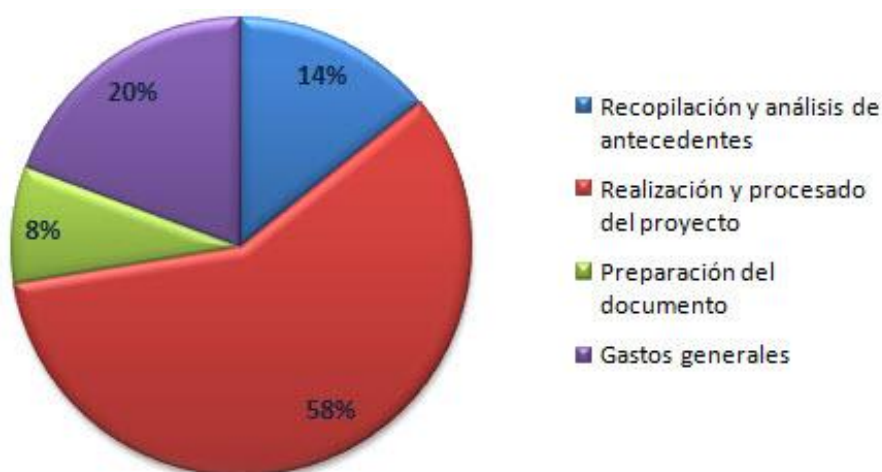


Figura 60: Reparto de costes del presupuesto total del estudio.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO
EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂. APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO
EN LA CUENCA DEL DUERO.

DOCUMENTO N° 3: PLANOS



E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

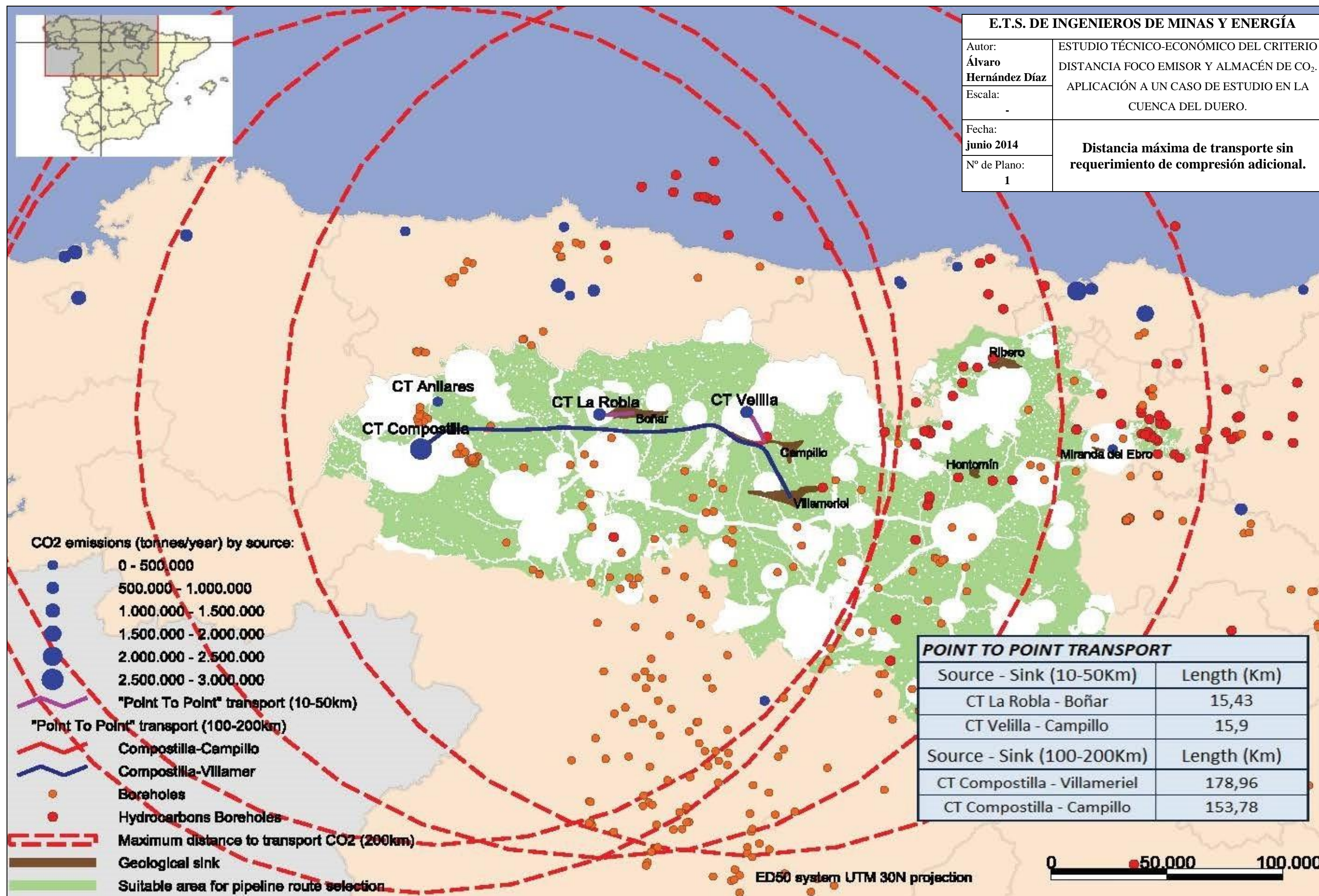
Autor:
**Álvaro
Hernández Díaz**

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO
DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂.
APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA
CUENCA DEL DUERO.

Fecha:
junio 2014

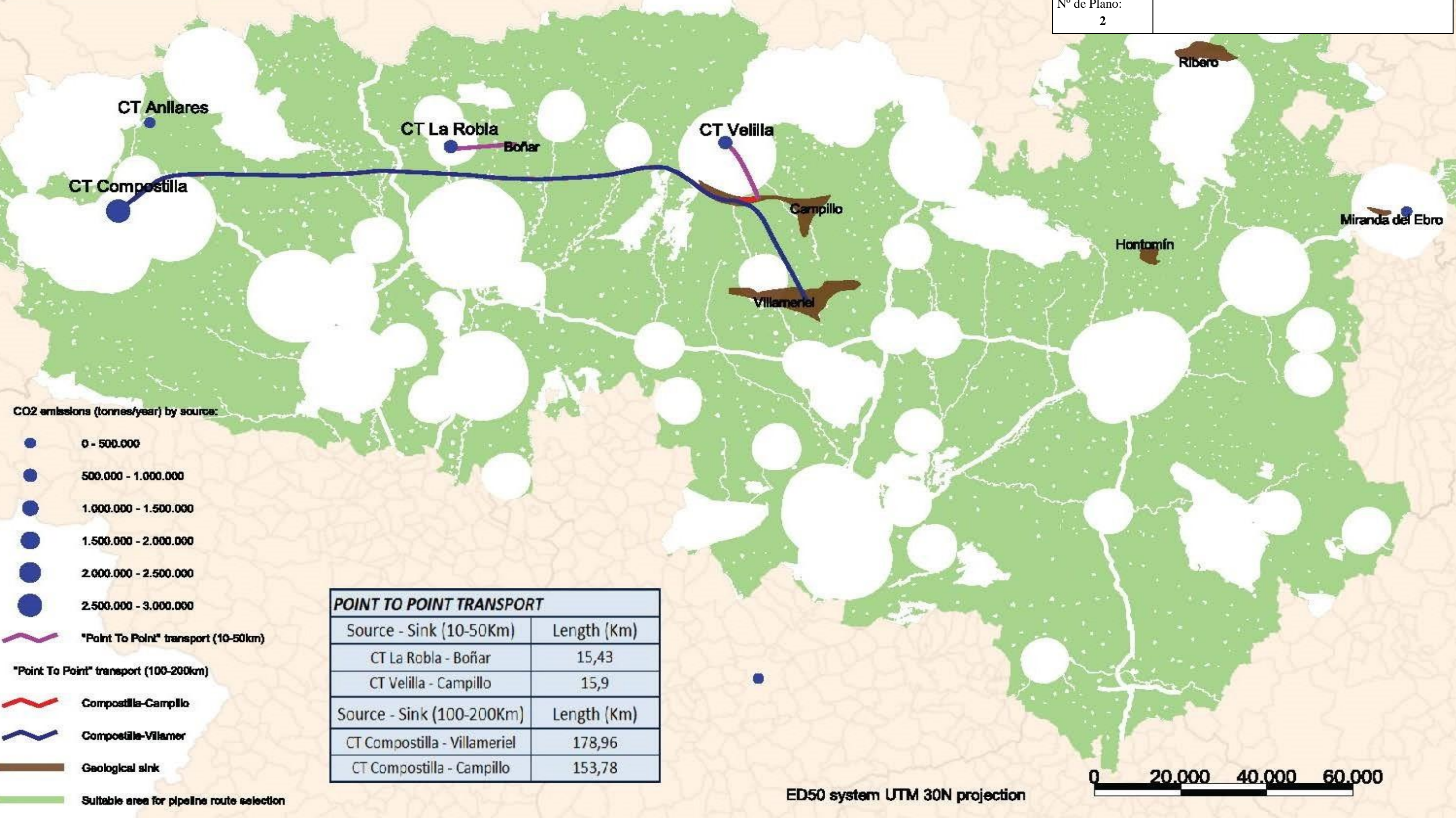
Nº de Plano:
1

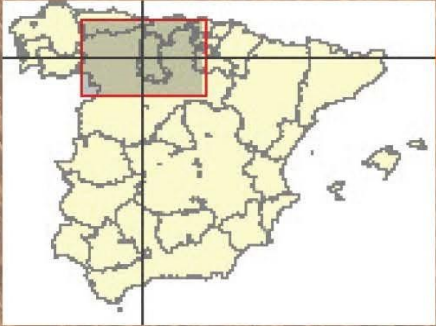
**Distancia máxima de transporte sin
requerimiento de compresión adicional.**



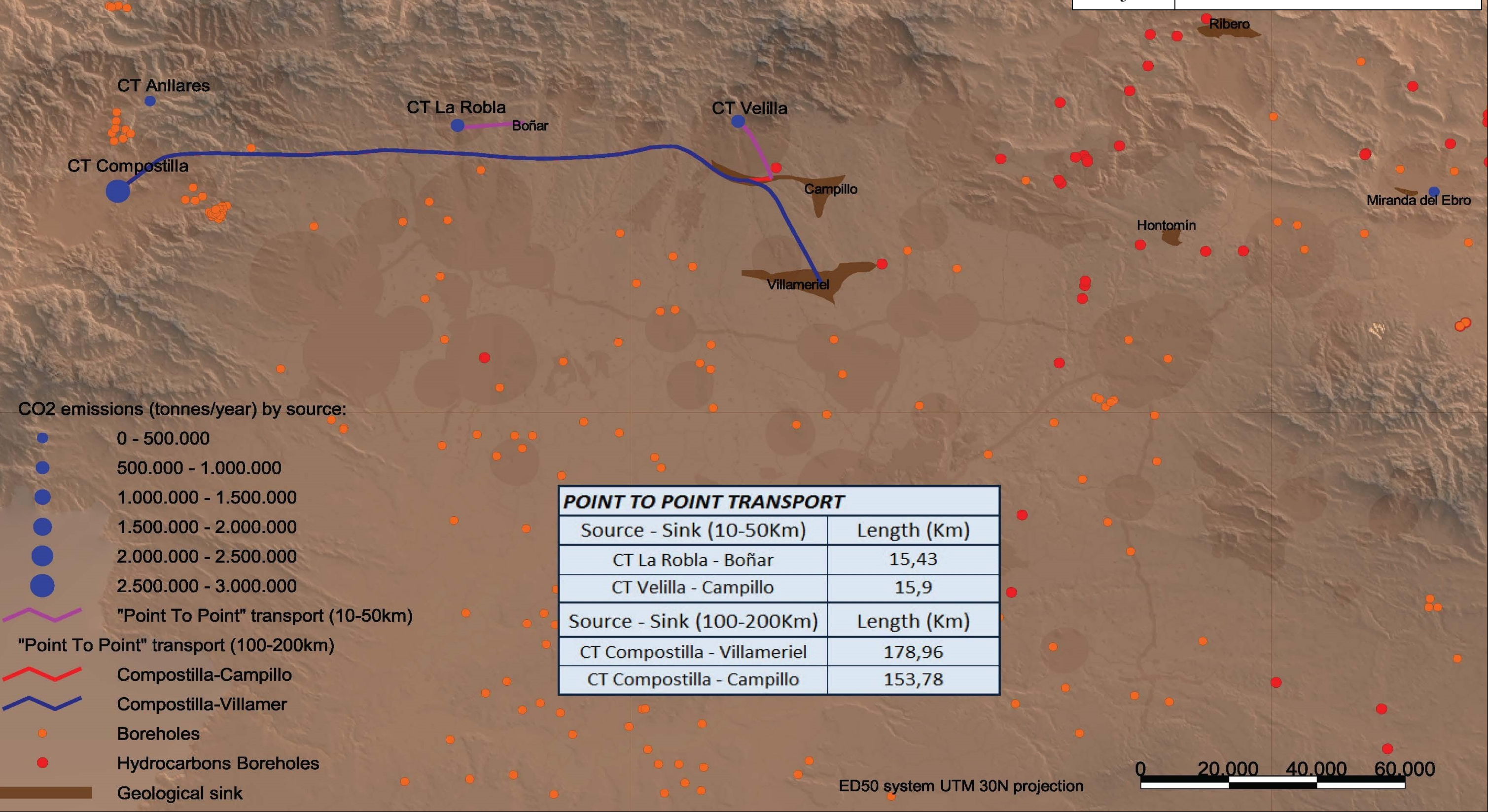


E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA	
Autor: Álvaro Hernández Díaz	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO ₂ . APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.
Escala: -	
Fecha: junio 2014	Área favorable, trazados “punto a punto”
Nº de Plano: 2	





E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA	
Autor: Álvaro Hernández Díaz	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO ₂ . APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.
Escala: -	
Fecha: junio 2014	MDT, trazados “punto a punto”
Nº de Plano: 3	





E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

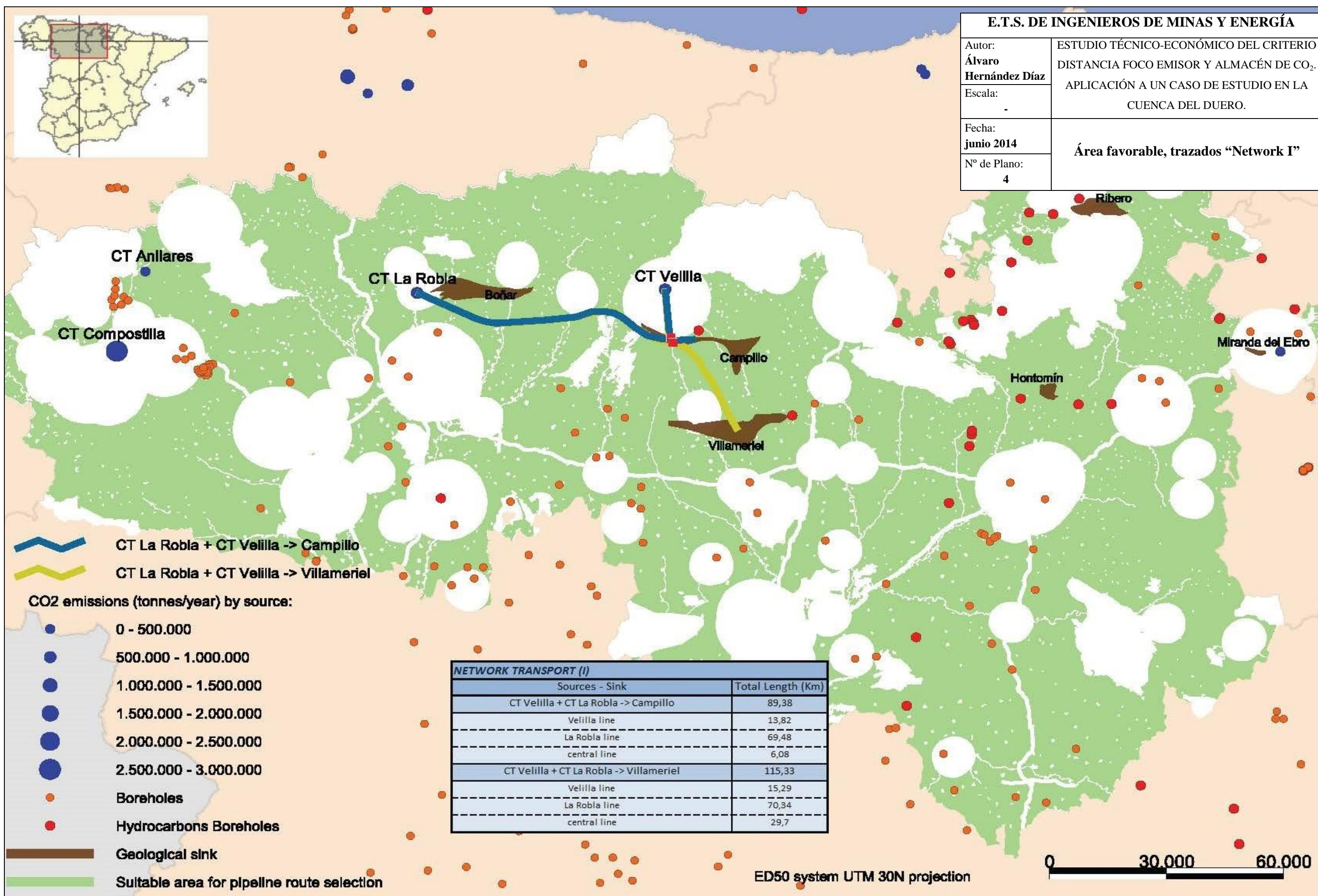
Autor:
**Álvaro
Hernández Díaz**

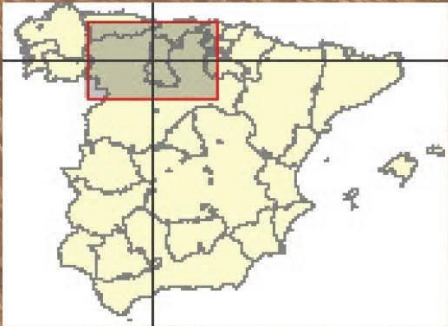
ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO
DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂.
APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA
CUENCA DEL DUERO.

Fecha:
junio 2014

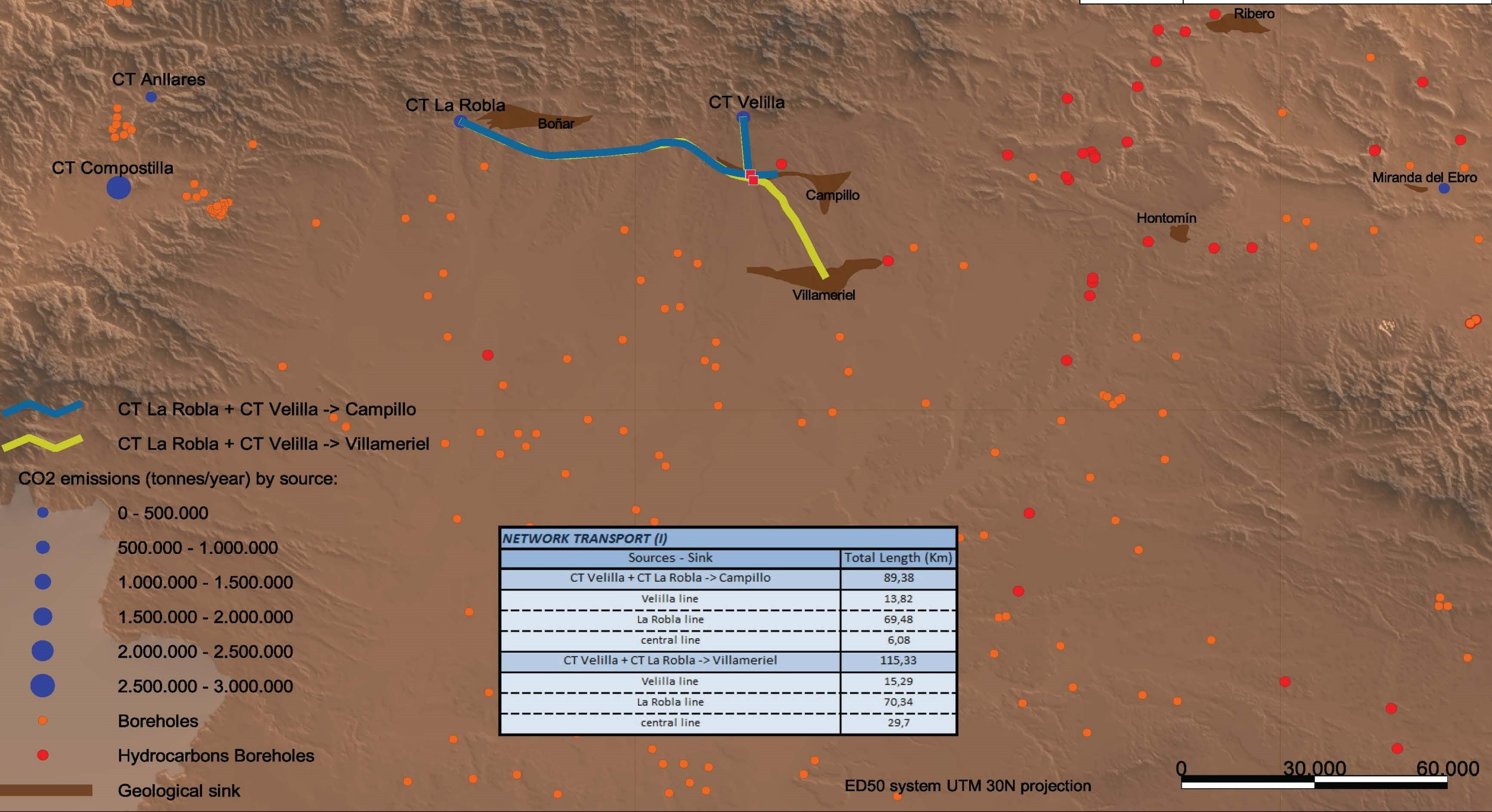
Nº de Plano:
4

Área favorable, trazados "Network I"





E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA	
Autor: Álvaro Hernández Díaz	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO ₂ . APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.
Escala: -	
Fecha: junio 2014	MDT, trazados “Network I”
Nº de Plano: 5	





E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

Autor:
**Álvaro
Hernández Díaz**

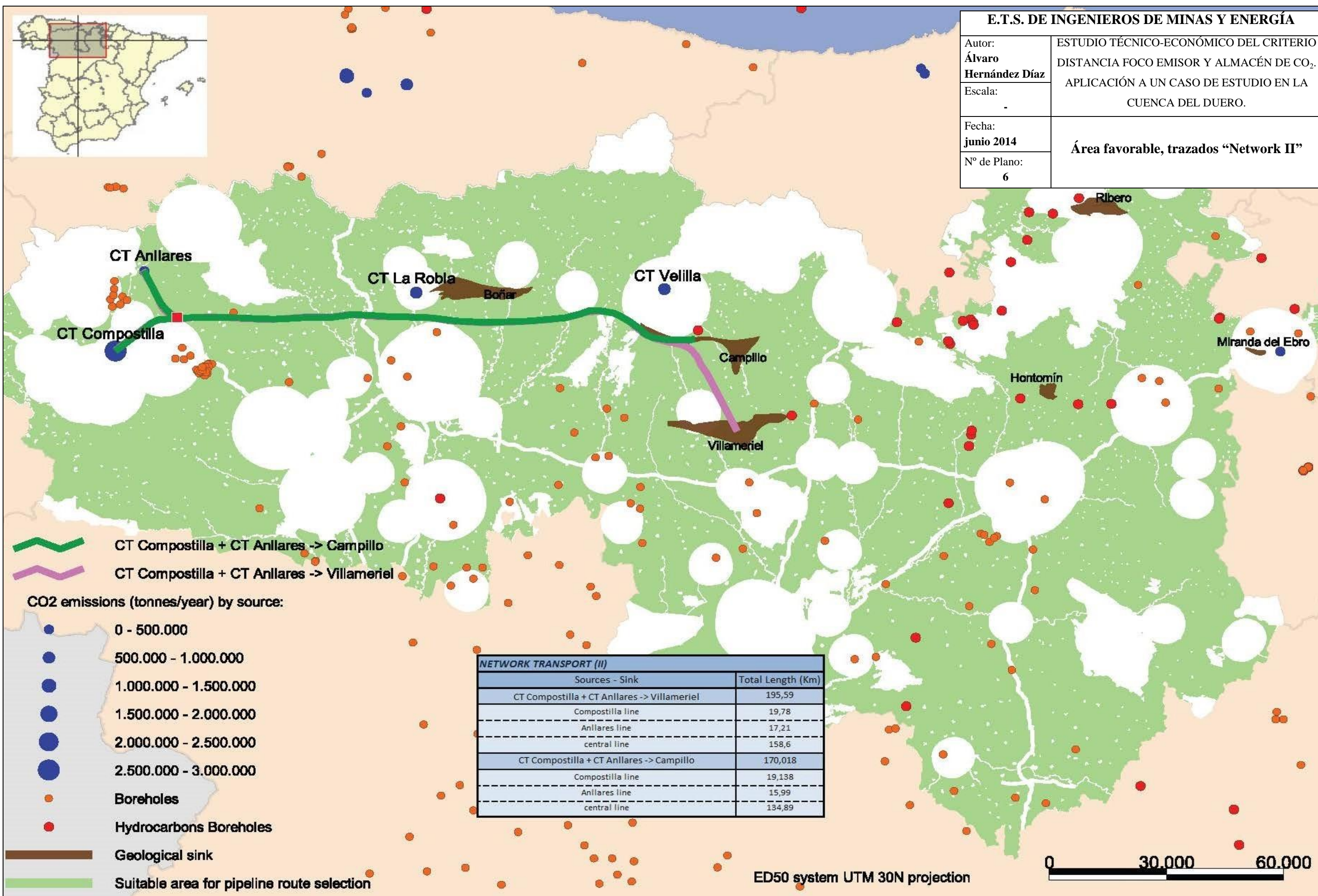
ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO
DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO₂.
APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA
CUENCA DEL DUERO.

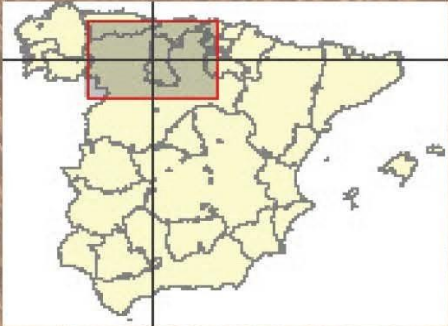
Escala:
-

Fecha:
junio 2014

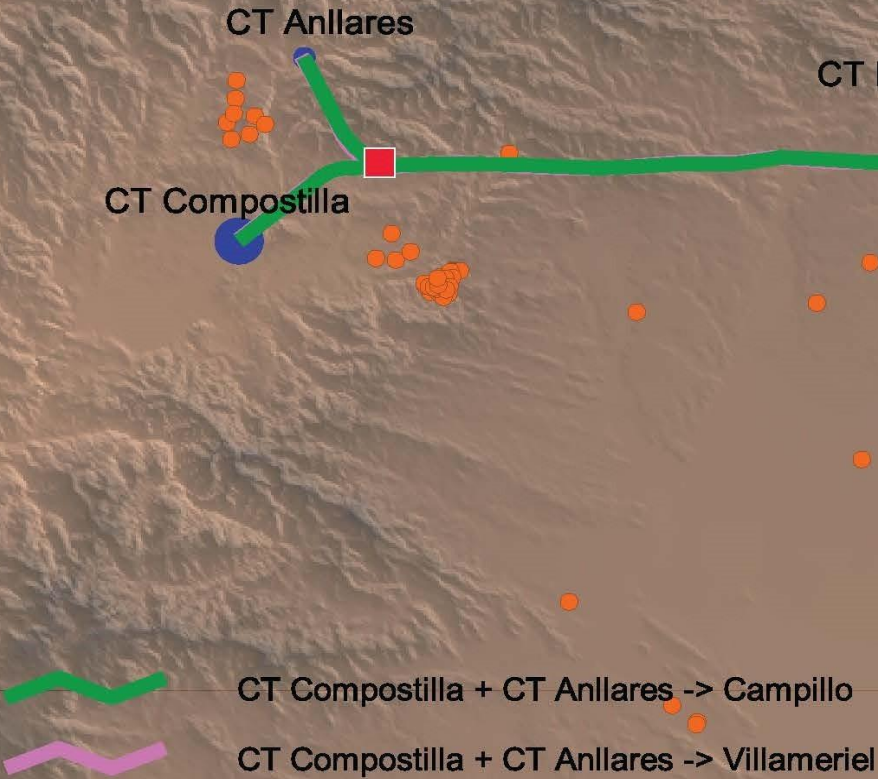
Nº de Plano:
6

Área favorable, trazados "Network II"





E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA	
Autor: Álvaro Hernández Díaz	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO ₂ . APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.
Escala: -	
Fecha: junio 2014	MDT, trazados “Network II”
Nº de Plano: 7	



NETWORK TRANSPORT (II)	
Sources - Sink	Total Length (Km)
CT Compostilla + CT Anllares -> Villameriel	195,59
Compostilla line	19,78
Anllares line	17,21
central line	158,6
CT Compostilla + CT Anllares -> Campillo	170,018
Compostilla line	19,138
Anllares line	15,99
central line	134,89

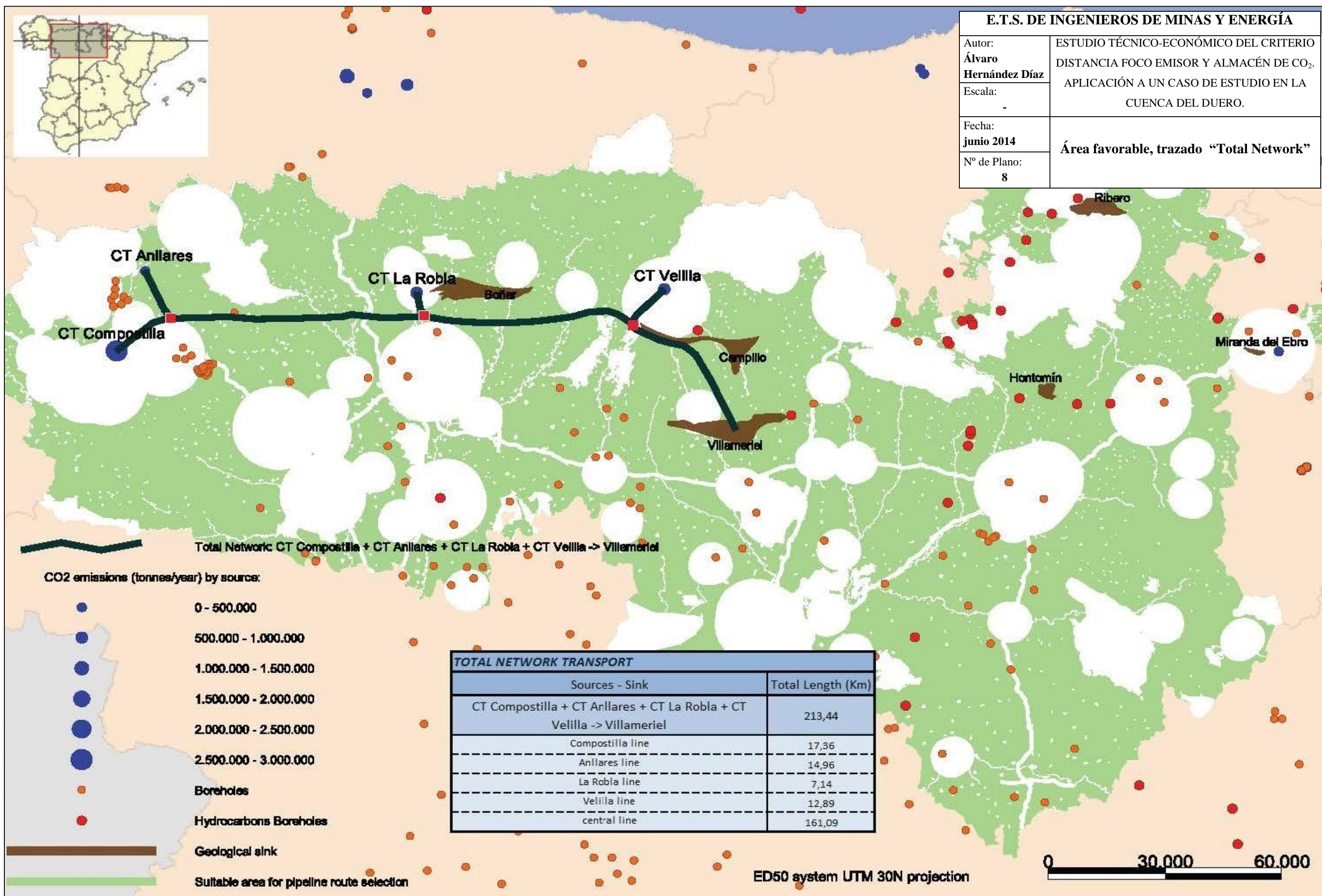


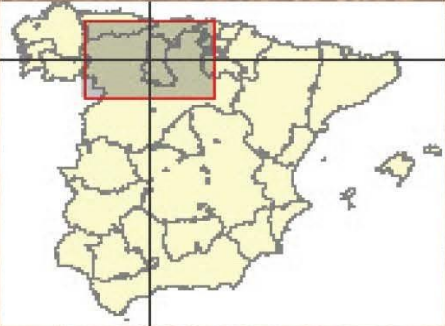
ED50 system UTM 30N projection



E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

Autor: Álvaro Hernández Díaz	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO ₂ . APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.
Escala: -	
Fecha: junio 2014	Área favorable, trazado "Total Network"
Nº de Plano: 8	





E.T.S. DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA	
Autor: Álvaro Hernández Díaz	ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CRITERIO DISTANCIA FOCO EMISOR Y ALMACÉN DE CO ₂ . APLICACIÓN A UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL DUERO.
Escala: -	
Fecha: junio 2014	MDT, trazado “Total Network”
Nº de Plano: 9	

